

INSTITUTO FEDERAL  
DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
Bahia

Campus  
Vitória da Conquista



## COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - **COEEL**

### PROJETO FINAL DE CURSO - PFC

Análise de uma Turbina Darrieus Tipo H com Gerador Síncrono de Imã Permanente Utilizando Controle Fuzzy

**ANDERSON DE OLIVEIRA CASTRO CORREIA**

Vitória da Conquista-BA

24 de fevereiro de 2025

**ANDERSON DE OLIVEIRA CASTRO CORREIA**

**Análise de uma Turbina Darrieus Tipo H com Gerador Síncrono de Imã Permanente Utilizando Controle Fuzzy**

Projeto Final de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, *campus* Vitória da Conquista, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Prof. Dr. João Erivando Soares Marques

**Coorientador:** Prof. Dr. Durval de Almeida Souza

Vitória da Conquista-BA

24 de fevereiro de 2025

C824a CORREIA, Anderson de Oliveira Castro  
Análise de uma turbina Darrieus tipo H com gerador síncrono de ímã permanente utilizando controle Fuzzy. / Anderson de Oliveira Castro Correia. – Vitória da Conquista - BA, 2025

113 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -- Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia – IFBA, Campus Vitória da Conquista, 2025.

Orientadora: Prof. Dr. João Erivando Soares Marques.  
Coorientador: Prof. Durval de Almeida Souza

1. Energia eólica. 2. turbina Darrieus. 3. Gerador síncrono de ímã permanente. 4. controle Fuzzy. 5. MATLAB/Simulink I. Título. II. Marques, João Erivando Soares. III. Souza, Durval de Almeida. IV. IFBA.

621.31



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA BAHIA  
Av. Sérgio Vieira de Mello, 3150 - Bairro Zabelê - CEP 45078-900 - Vitória da Conquista - BA - [www.portal.ifba.edu.br](http://www.portal.ifba.edu.br)

## **FOLHA DE APROVAÇÃO PFC**

### **ANÁLISE DE UMA TURBINA DARRIEUS TIPO H COM GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE UTILIZANDO CONTROLE FUZZY**

**ANDERSON DE OLIVEIRA CASTRO CORREIA**

A presente Monografia de Projeto Final de Curso (PFC), apresentada em sessão realizada em **24 de fevereiro de 2025**, foi avaliada como adequada para a obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista, julgada **aprovada** em sua forma final pela Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, Campus Vitória da Conquista.

#### **BANCA EXAMINADORA**

Prof. Dr. João Erivando Soares Marques (Orientador) - IFBA campus Vitória da Conquista

Prof. Dr. Durval de Almeida Souza (Coorientador) - IFBA campus Vitória da Conquista

Prof. Dr. Alberto dos Santos Rebolças - IFBA campus Vitória da Conquista

Prof. Me. Eleilson Santos Silva - IFBA campus Vitória da Conquista



Documento assinado eletronicamente por **JOAO ERIVANDO SOARES MARQUES, Membro da Unidade**, em 12/03/2025, às 17:38, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **DURVAL DE ALMEIDA SOUZA, Professor do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico - Campus Lauro de Freitas**, em 12/03/2025, às 18:10, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **ELEILSON SANTOS SILVA, Professor(a) do Ensino Básico, Técnico e Tecnológico - EBTT**, em 13/03/2025, às 16:22, conforme decreto nº 8.539/2015.



Documento assinado eletronicamente por **ALBERTO DOS SANTOS REBOUCAS, Professor Efetivo**, em 20/03/2025, às 17:04, conforme decreto nº 8.539/2015.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site [http://sei.ifba.edu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&acao\\_origem=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ifba.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&acao_origem=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0) informando o código verificador **4047799** e o código CRC **95FCA1BF**.

*Dedico esta obra a Deus, aos meus professores, à minha família, amigos e todos que me apoiaram a chegar até aqui. ...*

*O que faz andar o barco não é a vela enfunada, mas o vento que não se vê. [Platão]*

# AGRADECIMENTOS

Este trabalho não teria sido possível sem o apoio e a dedicação de várias pessoas incríveis que estiveram ao meu lado durante toda essa jornada.

Primeiramente, agradeço à minha família, que sempre acreditou em mim e me incentivou a seguir em frente. Meus pais, Selma e Nelson, e minha irmã Yasmin, pelo amor de sempre e pelos ensinamentos que carrego comigo. Também, um agradecimento especial à minha namorada, Stefani, que sempre esteve ao meu lado, me apoiando em todas as decisões e sendo uma grande fonte de carinho e motivação. E claro, um agradecimento ao meu gatinho, que com sua companhia, fez essa caminhada bem mais leve.

Não posso deixar de mencionar meus avós, que, embora já não estejam fisicamente presentes, continuam vivos em minha memória. Tenho certeza de que, de onde quer que estejam, estão olhando por mim e se orgulhando dessa conquista.

Aos grandes amigos que fiz durante essa trajetória e que vou levar para a vida toda, meu muito obrigado. O apoio, as risadas e os momentos compartilhados fizeram toda a diferença.

Sou muito grato ao IFBA, pelo ensino de qualidade, e aos vários professores que contribuíram para minha formação. Um agradecimento especial ao professor João Erivando, que me convidou a realizar este trabalho, e ao meu coorientador, Durval de Almeida, que esteve comigo em cada etapa da escrita do PFC, sendo um grande mentor e companheiro nessa jornada.

A todos vocês, meu muito obrigado!

# RESUMO

A crescente demanda por fontes de energia renováveis e a busca por soluções mais sustentáveis têm destacado a energia eólica como uma alternativa promissora. Este trabalho se dedica à modelagem e simulação de um sistema de geração de energia eólica, utilizando uma turbina Darrieus tipo H e um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP), com o objetivo de otimizar a eficiência energética por meio de um sistema de controle fuzzy. O estudo tem como principal objetivo desenvolver um modelo matemático detalhado para a turbina eólica e o GSIP, implementando um controlador fuzzy que ajusta a corrente de acordo com o erro e sua taxa de variação. A simulação, realizada no MATLAB/Simulink, foi projetada para analisar o desempenho do sistema sob diferentes condições de vento, focando na eficiência da conversão de energia e na estabilidade do sistema. A metodologia inclui a modelagem da turbina e do GSIP com base em equações dinâmicas, assim como o projeto do sistema de controle fuzzy. A simulação considera diferentes perfis de vento e os resultados mostram que o controlador fuzzy mantém a tensão do barramento CC estável, maximizando a potência gerada. O modelo da turbina Darrieus tipo H apresentou boa conversão de energia eólica em energia mecânica, sendo eficiente na geração elétrica por meio do GSIP. Conclui-se que o uso do controlador fuzzy em sistemas de geração de energia eólica com turbinas Darrieus tipo H e GSIP é eficaz, proporcionando operação estável e eficiente, mesmo sob condições variáveis de vento. Este estudo contribui para o avanço das tecnologias de energia renovável, oferecendo uma solução robusta para a integração da energia eólica na matriz energética.

**Palavras-chave:** Energia eólica, Turbina Darrieus, Gerador Síncrono de Ímã Permanente, Controle Fuzzy, MATLAB/Simulink.

# ABSTRACT

The increasing demand for renewable energy sources and the pursuit of more sustainable solutions have highlighted wind energy as a promising alternative. This study focuses on the modeling and simulation of a wind energy generation system using a Darrieus H-type turbine and a permanent magnet synchronous generator (PMSG), aiming to optimize energy efficiency through a fuzzy control system. The main objective of this study is to develop a detailed mathematical model for the wind turbine and the PMSG, implementing a fuzzy controller that adjusts the current based on the error and its rate of change. The simulation, conducted in MATLAB/Simulink, was designed to analyze system performance under different wind conditions, emphasizing energy conversion efficiency and system stability. The methodology includes the modeling of the turbine and the PMSG based on dynamic equations, as well as the design of the fuzzy control system. The simulation considers various wind profiles, and the results show that the fuzzy controller maintains the DC bus voltage stable, maximizing the generated power. The Darrieus H-type turbine model demonstrated effective conversion of wind energy into mechanical energy, with the PMSG efficiently generating electrical power. It is concluded that the use of a fuzzy controller in wind energy generation systems with Darrieus H-type turbines and PMSG is effective, providing stable and efficient operation even under variable wind conditions. This study contributes to the advancement of renewable energy technologies, offering a robust solution for integrating wind energy into the energy matrix.

**Keywords:** Wind energy, Darrieus Turbine, Permanent Magnet Synchronous Generator, Fuzzy Control, MATLAB/Simulink.

# Lista de Figuras

2.1	Geração de Eletricidade por Fonte de Energia Renovável por Contínua. . . . .	7
2.2	Tamanho relativo das pequenas turbinas eólicas. . . . .	9
2.3	Aumento Da Velocidade Do Vento Em Relação A Altura. . . . .	10
2.4	Turbina Multipás. . . . .	11
2.5	Turbina Eólica De Uma Pá. . . . .	11
2.6	Turbina Eólica De Duas Pás. . . . .	11
2.7	Turbina Eólica De Três Pás. . . . .	12
2.8	Rotor Savonius. . . . .	13
2.9	Rotor Darrieus. . . . .	14
2.10	Efeito do vento sobre um objeto perfilado adequadamente. . . . .	16
2.11	Decomposição da força resultante $F$ em suas componentes de arrasto $F_x$ e sustentação $F_y$ . . . . .	17
2.12	Velocidade relativa do vento e ângulos envolvidos no movimento de uma hélice. . . . .	18
2.13	Demonstração Do Valor Do Limite De Betz. . . . .	21
2.14	Range De Operação De Uma Turbina Eólica. . . . .	23
2.15	Modelo Do Acoplamento Do Eixo. . . . .	26
2.16	Modelo Do Acoplamento Do Eixo No GSIP. . . . .	26
2.17	Configurações de AFPMSG. (A) Projeto com uma única face e ranhuras, (B) estrutura de dupla face com estator interno liso, (C) arranjo de dupla face com estator externo, (D) disposição de dupla face com rotor interno. . . . .	29
2.18	Máquina de fluxo axial com pólos salientes. (A) Detalhes da construção, (B) visão frontal do estator com enrolamentos, (C) visão frontal do disco contendo os ímãs permanentes. . . . .	30
2.19	Máquina de fluxo axial com configuração toroidal ("Torus Machine"). (A) Representação da estrutura construtiva, (B) visão frontal do estator com enrolamentos, (C) visão frontal do disco de ímãs permanentes. . . . .	31
2.20	Relação entre as Coordenadas ABC e $Dq$ . . . . .	32

2.21	Demonstração da Relação entre as Coordenadas ABC e $D_q$ . . . . .	33
2.22	Diagrama Equivalente $D_q$ Do Gerador. . . . .	35
2.23	Esquema de controle de turbina eólica com GSIP e conversor back-to-back. . . . .	37
2.24	Conversor IGBT Back-to-Back. . . . .	38
3.1	Modelo Completo do Diagrama de Blocos Implementado no Simulink	50
3.2	Diagrama do Bloco da Turbina Darrieus. . . . .	52
3.3	Modelo Do Comportamento Do Vento Implementado no Simulink . .	53
3.4	Diagrama do Bloco de Cálculo do TSR . . . . .	54
3.5	Diagrama do Bloco de Cálculo da Potência Eólica. . . . .	55
3.6	Diagrama do Bloco de Cálculo da Potência Mecânica. . . . .	57
3.7	Diagrama do Bloco de Cálculo da Velocidade Angular. . . . .	58
3.8	Modelo do Gerador Síncrono de Ímã Permanente no Simulink . . . .	58
3.9	Bloco de cálculo da corrente $i_d$ no Simulink. . . . .	59
3.10	Bloco de cálculo da corrente $i_q$ no Simulink. . . . .	59
3.11	Bloco de cálculo da potência elétrica ( $P_e$ ) no Simulink. . . . .	60
3.12	Bloco de cálculo do torque elétrico ( $T_e$ ) no Simulink. . . . .	60
3.13	Modelo do Conversor de Energia Implementado no Simulink . . . . .	61
3.14	Modelo do Barramento CC Implementado no Simulink . . . . .	61
3.15	Modelo do Retificador Implementado no Simulink . . . . .	62
3.16	Modelo do Inversor Implementado no Simulink . . . . .	63
3.17	Modelo do Controlador Do Inversor Implementado no Simulink . . .	64
3.18	Gráfico Das Funções De Pertinência Da Entrada Erro. . . . .	65
3.19	Gráfico Das Funções De Pertinência Da Entrada Delta Erro. . . . .	66
3.20	Gráfico Das Funções De Pertinência Da Saida $I_d$ . . . . .	66
3.21	Superfície Da Regras Fuzzy Aplicadas A Saida $I_d$ . . . . .	68
4.1	Comportamento da velocidade do vento ao longo do tempo e resposta da turbina eólica. . . . .	70
4.2	Variação do Tip Speed Ratio (TSR) ao longo do tempo. . . . .	70
4.3	Comparação entre a potência eólica disponível e a potência mecânica gerada pela turbina ao longo do tempo . . . . .	71
4.4	Variação da velocidade mecânica da turbina ao longo do tempo. . . .	72
4.5	Comportamento das correntes $i_d$ e $i_q$ do gerador síncrono de ímã permanente ao longo do tempo. . . . .	74
4.6	Variação do torque elétrico do gerador síncrono de ímã permanente ao longo do tempo. . . . .	74

4.7	Comparação entre a potência ativa e reativa gerada ao longo do tempo.	75
4.8	Tensão ABC do gerador síncrono de ímã permanente. . . . .	76
4.9	Corrente ABC do gerador síncrono de ímã permanente. . . . .	76
4.10	Velocidade angular do gerador síncrono de ímã permanente. . . . .	77
4.11	Potência retificada ao longo do tempo. . . . .	78
4.12	Comportamento da tensão no link DC Utilizando Controle Fuzzy. . . .	79
4.13	Comportamento da tensão no link DC Utilizando Controles PI Clássicos.	79
4.14	Comportamento das correntes $i_d$ e $i_q$ do inversor ao longo do tempo.	80
4.15	Comportamento da potência do inversor ao longo do tempo. . . . .	81
4.16	Corrente trifásica do inversor ao longo do tempo. . . . .	82
4.17	Tensão trifásica do inversor ao longo do tempo. . . . .	82

# Lista de Tabelas

3.1	Dados da Turbina Darrieus Tipo H . . . . .	51
3.2	Dados do Gerador Síncrono de Ímã Permanente . . . . .	51
3.3	Matriz de regras fuzzy para o controlador, relacionando as entradas "erro" e "delta erro" com a saída. . . . .	67

# Glossário: Símbolos e Siglas

Notação	Descrição	Páginas
$A$	Área	15, 55
$B$	Coeficiente de Amortecimento	26
$E$	Energia Cinética	19
$G_c(s)$	Função de transferência do controlador PI	43
$G_{cl}(s)$	Função de transferência em malha fechada	43
$G_{inv}(s)$	Função de transferência do inversor	47, 48
$I_d$	Corrente no eixo direto (domínio da frequência)	40–42, 59, 60
$I_q$	Corrente no eixo quadratura (domínio da frequência)	40, 41, 59, 60
$I_{gd}$	Corrente no eixo $d$ do conversor do lado da rede	46, 47
$I_{gq}$	Corrente no eixo $q$ do conversor do lado da rede	46, 47
$I_{pd}$	Corrente no eixo $d$ do conversor do lado da rede	46
$I_{sq}$	Corrente no eixo $q$ do conversor do lado da rede	46
$J$	Momento de Inércia	25
$J_g$	Momento de Inércia do Gerador	26
$J_r$	Momento de Inércia do Rotor	26
$K$	Coeficiente de Transferência do Sistema	24

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$K_i$	Ganho Integral	41, 43–48
$K_p$	Ganho Proporcional	41, 43–48
$K_{Idc}$	Ganho integral do controlador de tensão DC	47
$K_{Pdc}$	Ganho proporcional do controlador de tensão DC	47
$L$	Constante de Comprimento de Turbulência	25, 39, 40, 42–45
$L_1$	Indutância na fase 1	39
$L_2$	Indutância na fase 2	39
$L_3$	Indutância na fase 3	39
$L_d$	Indutância no eixo direto	41, 42, 59
$L_d$	Indutância Direta	34
$L_g$	Indutância do conversor do lado da rede	46
$L_q$	Indutância no eixo quadratura	41, 42, 59
$L_q$	Indutância Quadratura	34
$L_{inv}$	Indutância do inversor	47, 48
$N_p$	Número de Polos	35
$P_e$	Potência Elétrica	35, 60
$P_m$	Potência Mecânica	56
$P_v$	Potência Eólica	55
$P_{inv}$	Potência do Inversor	38, 40, 61
$P_{ret}$	Potência do Retificador	38, 41, 61

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$R$	Raio	25, 39, 40, 54
$R_1$	Resistência na fase 1	39
$R_2$	Resistência na fase 2	39
$R_3$	Resistência na fase 3	39
$R_g$	Resistência do conversor do lado da rede	46
$R_s$	Resistência do estator	41–43, 48, 59
$R_{inv}$	Resistência do inversor	47
$T_e$	Torque Elétrico	35, 60
$T_m$	Torque Mecânico	56
$U_d$	Tensão aplicada no eixo direto (domínio da frequência)	40
$U_q$	Tensão aplicada no eixo quadratura (domínio da frequência)	40
$V_1$	Tensão no retificador (fase 1)	41
$V_2$	Tensão no retificador (fase 2)	41
$V_3$	Tensão no retificador (fase 3)	41
$V_c$	Tensão no capacitor do barramento CC	46
$V_c$	Tensão no Capacitor	61
$V_d$	Tensão no eixo direto (domínio da frequência)	40–42, 59, 60
$V_q$	Tensão no eixo quadratura (domínio da frequência)	40, 41, 59, 60
$V_{dc}$	Tensão do link DC	47
$V_{gd}$	Tensão de referência no eixo $d$	46
$V_{gq}$	Tensão de referência no eixo $q$	46
$V_{pd}$	Tensão no eixo $d$ do conversor do lado da rede	46
$V_{sq}$	Tensão no eixo $q$ do conversor do lado da rede	46

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$\alpha$	ângulo de Ataque	15, 28
$\beta$	Ângulo de Passo	17, 28
$\eta$	Eficiência do Aerogerador	22
$\lambda$	Tip Speed Ratio (TSR)	25, 36, 54, 56, 60
$\omega$	Frequência angular da rede elétrica	40, 46
$\omega$	Velocidade Angular	26, 36, 54, 56
$\omega_b$	Frequência de banda passante	44, 45, 48
$\omega_e$	Frequência elétrica	41, 59
$\omega_n$	Frequência natural	43–45
$\psi_{pm}$	Fluxo magnético do ímã permanente	41, 59
$\rho$	Densidade do Ar	15, 55
$\tau$	Constante de Tempo	24
$\varphi$	Ângulo Relativo	17
$\zeta$	Fator de Amortecimento	43–45, 48
$d$	Componente Direta	28
$e_{dc}$	Erro da tensão DC	47
$e_{gd}$	Erro da corrente no eixo $d$	46, 47
$e_{gq}$	Erro da corrente no eixo $q$	46, 47
$f$	Coeficiente Aerodinâmico	22
$h$	Altura	15
$h_o$	Altura Final	15
$i$	Corrente	42
$i_1$	Corrente na fase 1	39
$i_2$	Corrente na fase 2	39
$i_3$	Corrente na fase 3	39

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$i_d$	Corrente Direta	40–42, 46, 59
$i_q$	Corrente de Quadratura	40, 41, 46, 59
$l$	Raio do Centro de Massa	25
$m$	Massa	19
$m_1$	Massa das Hélices	25
$m_2$	Massa do Rotor	25
$p$	Número de polos do gerador	60
$q$	Componente de Quadratura	28
$u$	Velocidade Estacionária do Vento	17
$u_a$	Tensão aplicada na rede elétrica (fase 1)	39
$u_b$	Tensão aplicada na rede elétrica (fase 2)	39
$u_c$	Tensão aplicada na rede elétrica (fase 3)	39
$u_d$	Tensão aplicada no eixo direto	40, 41
$u_o$	Tensão aplicada na rede elétrica (fase neutra)	41
$u_q$	Tensão aplicada no eixo quadratura	40, 41
$v$	Velocidade	15, 54, 55
$v_1$	Tensão na saída do inversor (fase 1)	39
$v_2$	Tensão na saída do inversor (fase 2)	39
$v_3$	Tensão na saída do inversor (fase 3)	39
$v_L$	Tensão no indutor	42
$v_R$	Tensão no resistor	42
$v_d$	Tensão no eixo direto	40, 42
$v_o$	Velocidade Final	15
$v_q$	Tensão no eixo quadratura	40
$v_{L1}$	Tensão no indutor (fase 1)	39
$v_{L2}$	Tensão no indutor (fase 2)	39

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
$v_{L3}$	Tensão no indutor (fase 3)	39
$v_{R1}$	Tensão no resistor (fase 1)	39
$v_{R2}$	Tensão no resistor (fase 2)	39
$v_{R3}$	Tensão no resistor (fase 3)	39
$v_{out}$	Tensão de saída	42
$v_{out}$	Velocidade Máxima do Vento	42
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>	7
$C_p$	Coeficiente de Potência	20, 55
$C_v$	Coeficiente do Ângulo de Ataque	15
$C_x$	Coeficiente de Arrasto	16
$C_y$	Coeficiente de Sustentação	16
CA	<i>Corrente Alternada</i>	27
CC	<i>Corrente Contínua</i>	27, 36
CLM	<i>Conversor do Lado da Máquina</i>	37
CLR	<i>Conversor do Lado da Rede</i>	37
COEEL	<i>Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do IFBA campus Vitória da Conquista</i>	i
$F_a$	Força Axial	18
$F_u$	Força Útil	18
$F_x$	Força de Arrasto	16
$F_y$	Força de Sustentação	16
GD	<i>Geração Distribuída</i>	6

<b>Notação</b>	<b>Descrição</b>	<b>Páginas</b>
GSIP	<i>Gerador Síncrono de Imã Permanente</i>	x, 2, 4, 23, 25–27, 31, 35–37, 59, 60
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>	36, 37
$P_a$	Potência Axial	22
$P_m$	Máxima Potência Extraída	21
$P_u$	Potência Útil	22
$P_w$	Potência Total de uma Massa de Ar	20
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>	36
PWM	<i>Modulação por Largura de Pulso</i>	36
RFOC	<i>Rotor Field Oriented Control</i>	36
$T_L$	Torque de Carga da Turbina	25
$T_v$	Torque Eólico da Turbina	24
TEEH	TEEH - Turbina Eólica de Eixo Horizontal	9
TEEV	<i>Turbina Eólica de Eixo Vertical</i>	9, 12
VOC	<i>Voltage Oriented Control</i>	36

# Sumário

<b>Folha de Rosto</b> . . . . .	<b>ii</b>
<b>Ficha Catalográfica</b> . . . . .	<b>iii</b>
<b>Folha de Aprovação</b> . . . . .	<b>iv</b>
<b>Resumo</b> . . . . .	<b>vii</b>
<b>Abstract</b> . . . . .	<b>viii</b>
<b>Lista de Figuras</b> . . . . .	<b>ix</b>
<b>Lista de Tabelas</b> . . . . .	<b>xii</b>
<b>Glossário: Símbolos e Siglas</b> . . . . .	<b>xiii</b>
<b>1 Introdução</b> . . . . .	<b>1</b>
1.1 Motivação . . . . .	1
1.2 Objetivo Geral . . . . .	2
1.2.1 Objetivos Específicos . . . . .	2
1.3 Delimitação do Tema . . . . .	2
1.4 Justificativa . . . . .	3
1.5 Organização do PFC . . . . .	4
<b>2 Fundamentação Teórica</b> . . . . .	<b>6</b>
2.1 Energia Eólica Distribuída . . . . .	6
2.2 Turbinas Eólicas De Pequeno Porte . . . . .	8
2.2.1 Turbinas Eólicas De Eixo Horizontal . . . . .	9
2.2.2 Turbinas Eólicas De Eixo Vertical . . . . .	12
2.3 Modelagem Aerodinâmica Da Turbina . . . . .	14
2.3.1 O Vento . . . . .	14
2.3.2 Forças Aerodinâmicas da Turbina . . . . .	15
2.3.2.1 Limite de Betz e Potência . . . . .	19

2.3.3	Rendimento Aerodinâmico De Uma Turbina . . . . .	21
2.3.4	Zonas De Operação De Uma Turbina Eólica . . . . .	23
2.4	Modelo Analítico Da Turbina Darrieus Tipo H . . . . .	24
2.4.1	Modelagem Da Potência Eólica . . . . .	24
2.4.2	Modelo Mecânico Do Sistema De Transmissão . . . . .	25
2.5	Modelo Analítico Do Sistema De Geração De Energia . . . . .	27
2.5.1	Transformada De Clark e Park . . . . .	28
2.5.2	Modelo do Gerador Síncrono de Imã Permanente . . . . .	29
2.5.2.1	Topologia e Formas Construtivas . . . . .	29
2.6	Modelagem dq do GSIP . . . . .	31
2.6.1	Modelo do Conversor de Potência e da Rede . . . . .	36
2.6.1.1	Conversor Back-to-Back . . . . .	37
2.6.1.2	Modelo da Rede . . . . .	38
2.6.2	Modelo do Sistema de Controle . . . . .	41
2.6.2.1	Controle do Conversor do Lado da Rede . . . . .	45
<b>3</b>	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>49</b>
3.1	Objeto de Estudo . . . . .	49
3.1.1	Dados da Turbina Darrieus Tipo H . . . . .	50
3.1.2	Dados do Gerador Síncrono de Imã Permanente . . . . .	50
3.1.3	Procedimento de Modelagem da Turbina Darrieus Tipo H . . . . .	52
3.1.3.1	Modelagem do Vento . . . . .	52
3.1.3.2	Cálculo do Tip Speed Ratio (TSR) . . . . .	54
3.1.3.3	Cálculo da Potência Eólica . . . . .	55
3.1.3.4	Cálculo da Potência Mecânica . . . . .	56
3.1.3.5	Velocidade Angular . . . . .	57
3.1.4	Procedimentos Para Modelagem do Sistema de Geração Com GSIP . . . . .	58
3.1.4.1	Cálculo das Correntes $i_d$ e $i_q$ . . . . .	59
3.1.5	Cálculo da Potência e do Torque Elétrico no GSIP . . . . .	60
3.1.6	Modelagem do Conversor . . . . .	61
3.1.7	Modelagem Das Malhas de Controle do GSIP . . . . .	63
3.2	Procedimentos Para Modelagem Do Controlador Fuzzy . . . . .	64
3.2.1	Funções de Pertinência das Entradas e Saída . . . . .	65
3.2.2	Regras Fuzzy . . . . .	66
3.2.3	Superfície de Controle Fuzzy . . . . .	67
<b>4</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>69</b>

---

4.1	Análise Dos Resultados de Simulação	69
4.1.1	Análise Da Turbina Darrieus Tipo H	69
4.1.1.1	Comportamento do Vento	69
4.1.1.2	<i>Tip Speed Ratio</i>	70
4.1.1.3	Potencia Eólica e Mecânica	71
4.1.1.4	Velocidade Mecânica	71
4.1.2	Análise dos Resultados do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	73
4.1.2.1	Correntes $i_d$ e $i_q$ do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	73
4.1.2.2	Torque Elétrico do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	73
4.1.2.3	Potência Ativa e Reativa do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	75
4.1.2.4	Tensão e Corrente do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	75
4.1.2.5	Velocidade Angular do Gerador Síncrono de Ímã Permanente	77
4.2	Análise dos Resultados dos Conversores	77
4.2.0.1	Conversor do Lado do Gerador	77
4.2.0.2	Link DC	78
4.2.0.3	Correntes $i_d$ e $i_q$ do Conversor do Lado da Rede	79
4.2.0.4	Potência do Conversor do Lado da Rede	80
4.2.0.5	Tensão e Corrente do Conversor do Lado da Rede	81
4.3	Conclusão da Análise dos Resultados	82
<b>5</b>	<b>Considerações Finais</b>	<b>84</b>
<b>6</b>	<b>Sugestões para Trabalhos Futuros</b>	<b>86</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>87</b>
<b>A</b>	<b>Dados Utilizados na Simulação</b>	<b>89</b>

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação

O crescimento da demanda por energia elétrica e a necessidade de diversificação da matriz energética têm impulsionado a busca por soluções sustentáveis, como a geração distribuída. Nesse contexto, a energia eólica de pequeno porte surge como uma alternativa viável para atender consumidores residenciais e comerciais, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional e promovendo o uso de fontes renováveis.

Este trabalho tem como motivação a modelagem de um aerogerador voltado para sistemas de geração distribuída de pequeno porte, permitindo avaliar seu desempenho e eficiência sob diferentes condições de operação. A escolha de uma turbina Darrieus tipo H justifica-se por suas vantagens em ambientes urbanos e rurais, onde os ventos podem ser turbulentos e mudar de direção com frequência. Além disso, a implementação de um controle fuzzy visa melhorar a eficiência do sistema, garantindo uma conversão otimizada da energia eólica em energia elétrica.

Dessa forma, este estudo busca contribuir para o desenvolvimento de tecnologias que ampliem a viabilidade da geração distribuída, possibilitando o uso eficiente da energia eólica em diferentes aplicações.

## 1.2 Objetivo Geral

Este trabalho teve como objetivo principal a modelagem computacional de um sistema eólico de pequeno porte, composto por uma turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus (modelo H) acoplada a um gerador síncrono de ímãs permanentes. A proposta incluiu a implementação de uma arquitetura de controle híbrida, combinando controladores proporcionais e integrais (PI) convencionais, aplicados às malhas de controle de corrente, com um controlador fuzzy, destinado à regulação da malha de controle de tensão do link DC.

A fim de atingir os objetivos gerais desse projeto final de curso, foram delimitado os objetivos específicos, como segue:

### 1.2.1 Objetivos Específicos

- ▶ Desenvolver a modelagem computacional da turbina Darries tipo H, no ambiente Matlab/Simulink;
- ▶ Desenvolver a modelagem computacional do gerador síncrono de ímã permanente, no ambiente Matlab/Simulink;
- ▶ Implementar o conversor e o sistema de controle vetorial utilizando controlador PI clássicos e controlador fuzzy.;
- ▶ Simular e analisar o comportamento dinâmico do conjunto turbina, gerador síncrono de ímã permanente, conversores do lado do gerador e da rede.

## 1.3 Delimitação do Tema

Este trabalho aborda a geração distribuída de energia eólica, com foco na modelagem e simulação de um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) aplicado a um sistema de pequeno porte. A pesquisa concentra-se na implementação computacional do modelo, utilizando o MATLAB/Simulink para avaliar o desempenho do aerogerador e do sistema de controle fuzzy sob diferentes condições de vento.

O estudo não contempla a construção física do aerogerador, nem a análise

de integração com a rede elétrica ou outras fontes renováveis, limitando-se à modelagem matemática e à simulação do comportamento do sistema.

## 1.4 Justificativa

A escolha deste tema para o trabalho surgiu da crescente necessidade de diversificar nossa matriz energética e da busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis. A energia eólica, em particular, tem se mostrado uma alternativa promissora para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e amenizar os impactos ambientais causados pelas emissões de gases de efeito estufa.

No Brasil, temos um enorme potencial eólico, especialmente no Nordeste, onde os ventos são constantes e fortes. A geração distribuída, que permite que consumidores residenciais e industriais gerem sua própria energia, tem ganhado destaque, pois oferece uma forma de reduzir os custos com eletricidade e aumentar a eficiência energética.

A turbina Darrieus, em particular, é uma escolha interessante para esse tipo de aplicação, principalmente em áreas urbanas e em locais com ventos mais turbulentos. Seu design com eixo vertical permite uma instalação mais compacta e menos dependente da direção do vento, o que a torna uma boa opção para complementar a geração de energia em menor escala. Além disso, o uso de geradores síncronos de ímã permanente (GSIP) traz vantagens como alta eficiência, baixa manutenção e operação silenciosa – fatores que tornam esse tipo de sistema não só viável do ponto de vista técnico, mas também econômico.

A modelagem e a simulação desses sistemas são fundamentais para entender como eles se comportam, otimizar seu desempenho e garantir que a integração com a rede elétrica seja feita de forma segura e eficiente. Usando ferramentas como o MATLAB/Simulink, foi possível simular diferentes cenários de operação, avaliar como a velocidade do vento impacta a geração de energia e testar estratégias de controle que maximizam a captação de energia. Essas simulações não só validam a teoria, mas também fornecem insights importantes para a implementação prática.

O objetivo deste trabalho é, portanto, contribuir para o avanço do conhecimento na área de geração de energia eólica, com foco na aplicação de turbinas Darrieus de pequeno porte e GSIP em sistemas de geração distribuída.

## 1.5 Organização do PFC

Este trabalho é dividido em quatro capítulos, que vão desde a fundamentação teórica até a análise dos resultados que foram obtidos com a simulação do sistema proposto. Segue uma breve descrição de cada capítulo.

No primeiro capítulo, são apresentados os motivos que justificaram a realização desse trabalho, destacando a importância da energia eólica distribuída e os desafios técnicos que aparecem na hora de integrar turbinas eólicas de pequeno porte, como a turbina Darrieus tipo H, nos sistemas de geração de energia. Além disso, os objetivos gerais e específicos do estudo são definidos, e também a metodologia que foi adotada pra alcançar esses objetivos.

O segundo capítulo é dedicado à revisão teórica dos conceitos e tecnologias que envolvem o trabalho. A energia eólica distribuída é discutida inicialmente, com foco nos impactos tanto positivos quanto negativos que ela pode causar na rede elétrica. Então, são apresentados os princípios de funcionamento das turbinas eólicas, dando uma atenção especial pras turbinas de eixo vertical, como a Darrieus tipo H. Também são abordados os modelos matemáticos que descrevem o comportamento aerodinâmico da turbina, o gerador síncrono de ímã permanente (GSIP), e os sistemas de controle que ajudam a otimizar a operação do sistema.

No terceiro capítulo, a metodologia utilizada para a modelagem e simulação do sistema proposto é detalhada. São descritos os procedimentos adotados para a implementação do modelo da turbina Darrieus tipo H, do gerador síncrono de ímã permanente e do sistema de controle no ambiente *MATLAB/Simulink*. Também são apresentados os parâmetros e as equações usadas pra representar cada componente do sistema, e as estratégias de controle que garantem a máxima eficiência na conversão da energia eólica em energia elétrica.

O quarto capítulo traz os resultados que foram obtidos com a simulação do sistema proposto. O desempenho da turbina Darrieus tipo H, a eficiência do gerador síncrono de ímã permanente, e a resposta do sistema de controle em diferentes condições de operação são analisados. Os resultados são discutidos com base nos parâmetros técnicos e nas expectativas teóricas, destacando tanto os pontos positivos quanto as limitações do sistema.

O quinto capítulo traz as conclusões do trabalho. Aqui, são destacadas as lições aprendidas e as contribuições do estudo para a área de geração de energia

eólica. Durante o desenvolvimento, ficou bem claro o potencial das turbinas Darrius de pequeno porte, especialmente quando integradas aos sistemas de geração distribuída. A simulação mostrou que esses sistemas podem ser uma alternativa viável e eficiente, mesmo em cenários com ventos variáveis.

O sexto capítulo apresenta sugestões para trabalhos futuros. São discutidas possíveis melhorias e expansões do estudo realizado, como a validação experimental do modelo e o aprimoramento das estratégias de controle.

Além dos capítulos principais, o trabalho inclui algumas seções complementares, como o resumo, a lista de figuras e tabelas, as referências bibliográficas e os apêndices, que trazem informações adicionais relevantes pra compreensão do estudo.

# Capítulo 2

## Fundamentação Teórica

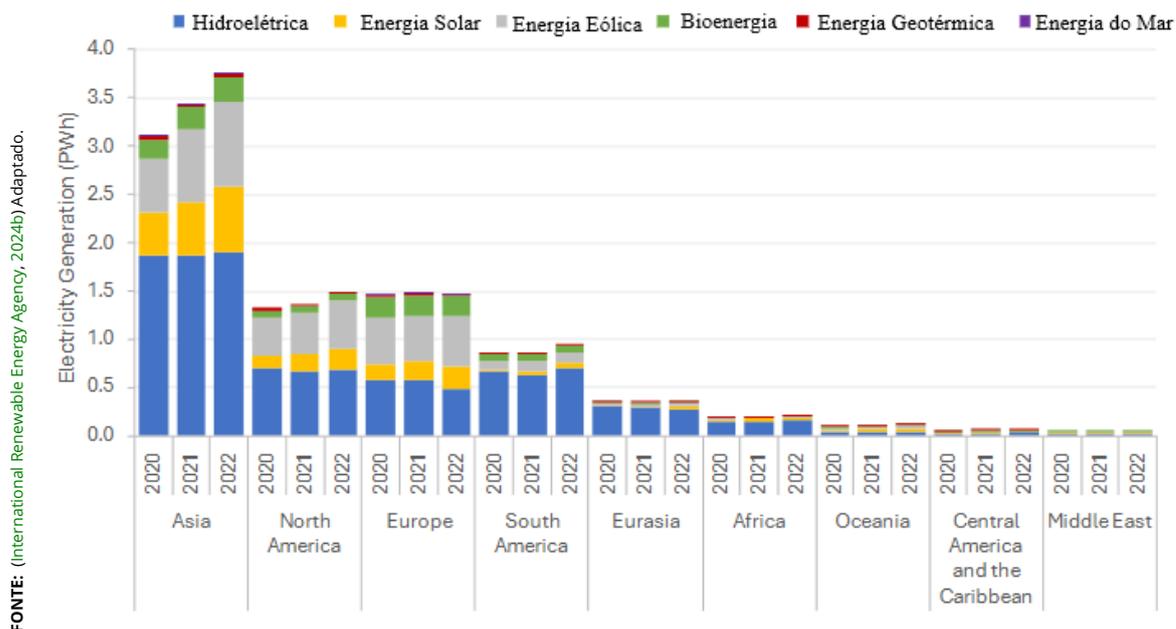
### 2.1 Energia Eólica Distribuída

A energia eólica distribuída tem ganhado destaque no cenário global como uma das principais fontes de energia renovável, contribuindo significativamente para a diversificação da matriz energética e a redução das emissões de gases de efeito estufa. Em 2022, as fontes renováveis foram responsáveis por 29,1% da geração global de eletricidade, com a energia eólica representando uma parcela considerável desse total ([International Renewable Energy Agency, 2024b](#)). No Brasil, apesar do potencial eólico e solar ser expressivo, os sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos ainda são pouco explorados, embora possam oferecer uma solução complementar para a geração de energia ([CACHINA; SANTOS; GONZÁLEZ,](#) ).

A geração distribuída (GD) de energia eólica apresenta uma série de vantagens, como a redução das perdas de transmissão, uma vez que a energia é gerada próxima ao local de consumo. Além disso, contribui para o aumento da disponibilidade de energia na rede, alivia a carga dos geradores convencionais e pode ser instalada de forma rápida e versátil. Outro benefício é a possibilidade de gerar energia a um custo mais baixo do que o praticado pelas distribuidoras, incentivando a autoprodução e o desenvolvimento do mercado, o que gera empregos e movimentação a economia ([CACHINA; SANTOS; GONZÁLEZ,](#) ).

No entanto, a integração da geração distribuída à rede elétrica também traz desafios. Entre os impactos negativos, destacam-se a necessidade de reajustes no sistema de proteção, o aumento dos custos para controle do perfil de tensão e a possibilidade de sobretensões na rede. Além disso, a operação dos sistemas de

## 2.1. ENERGIA EÓLICA DISTRIBUÍDA



**Figura 2.1** – Geração de Eletricidade por Fonte de Energia Renovável por Continente.

geração distribuída depende dos próprios consumidores, o que pode resultar em manobras de desligamento que afetam a proteção da rede. A inserção de harmônicos por inversores e a falta de informações sobre os geradores conectados à rede também são questões que precisam ser consideradas (CACHINA; SANTOS; GONZÁLEZ, ).

No Brasil, a geração distribuída tem crescido rapidamente, impulsionada por políticas públicas e incentivos regulatórios (Confederação Nacional Da Indústria, 2021). O Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil foi estabelecido pela Lei nº 14.300, promulgada em 6 de janeiro de 2022. Essa legislação regulamenta as atividades de micro e minigeração distribuída de energia elétrica, modalidade que possibilita aos consumidores a produção própria de eletricidade, com base em fontes renováveis, e a obtenção de benefícios econômicos por meio de um sistema de compensação de créditos energéticos junto às concessionárias de distribuição. A normativa visa fomentar a adoção de tecnologias sustentáveis e a descentralização da matriz energética, contribuindo para a transição energética e a eficiência do setor elétrico nacional (Portal Solar, 2023).

Apesar dos avanços, a geração distribuída no Brasil ainda representa uma parcela modesta da capacidade instalada total, com aproximadamente 2% do total, segundo dados da ANEEL (YANASSE; AFFONSECA, 2020). No entanto, o mercado tem se mostrado dinâmico, com mais de 70 linhas de financiamento disponíveis para desenvolvedores e consumidores, o que indica um cenário promissor para o

setor (YANASSE; AFFONSECA, 2020).

No contexto global, a energia eólica tem se destacado como uma das fontes renováveis de maior crescimento. Em 2023, foram instalados 115 GW de capacidade eólica em todo o mundo, com a China liderando tanto em novas instalações quanto na produção de componentes para turbinas eólicas. A China responde por 65% da fabricação global de geradores e 75% da produção de caixas de engrenagens, consolidando-se como o principal *player* do setor (International Renewable Energy Agency, 2024a).

A transição para fontes renováveis, como a energia eólica, tem sido impulsionada pela necessidade de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar os impactos das mudanças climáticas. Em 2022, a participação de energias renováveis variáveis, como eólica e solar, atingiu 63% da capacidade renovável global, indicando uma mudança significativa em direção a fontes mais intermitentes, porém sustentáveis (International Renewable Energy Agency, 2024b).

## 2.2 Turbinas Eólicas De Pequeno Porte

Os sistemas eólicos de baixa potência têm ganhado destaque como uma alternativa viável para o fornecimento de energia, especialmente em locais com ventos favoráveis e espaço adequado para instalação. Embora essa tecnologia não seja nova, sua aplicação direta na geração de energia elétrica vem se popularizando globalmente. Atualmente, os pequenos aerogeradores apresentam custos acessíveis e trazem benefícios significativos para a economia de energia, principalmente em contextos onde a eficiência energética e o controle de gastos são prioritários (TIBOLA, 2009).

As turbinas de pequeno porte variam em diâmetro, geralmente entre um e dez metros, e seu desenvolvimento foi impulsionado por avanços aerodinâmicos e pela redução dos custos de produção. Isso permitiu que se tornassem mais acessíveis para diversas aplicações. Um ponto importante é que o aumento da área varrida pelo vento resulta em um ganho considerável de potência, como destacado na Figura 2.2. Além disso, a altura das torres de sustentação é um fator crucial, pois permite capturar ventos mais fortes e menos turbulentos, conforme exemplificado na Figura 2.3, (TIBOLA, 2009).

Esses sistemas podem ser classificados de acordo com sua potência e apli-

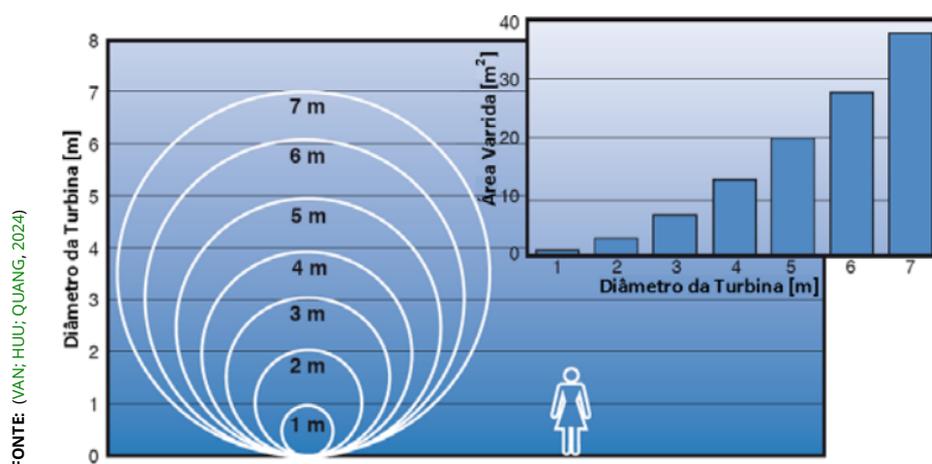


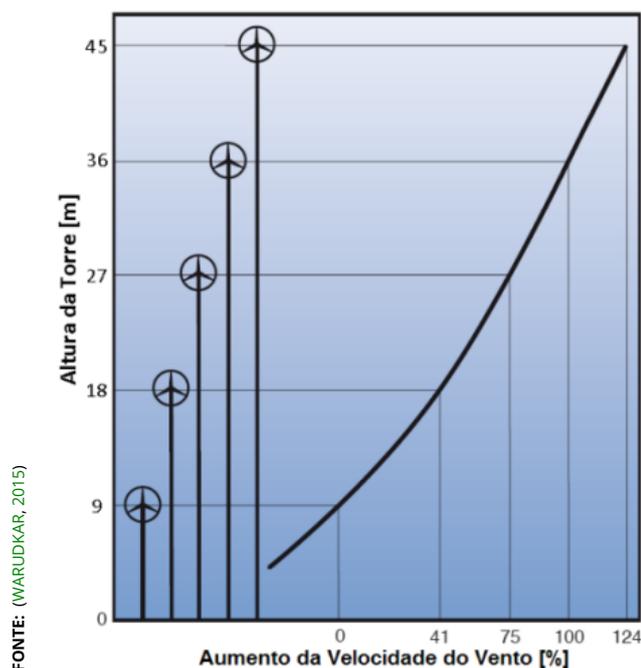
Figura 2.2 – Tamanho relativo das pequenas turbinas eólicas.

cação. Turbinas menores, conhecidas como 'microturbinas' (20W a 500W), são frequentemente utilizadas para carregar baterias. Já as turbinas de média potência (1kW a 10kW) são empregadas em atividades como bombeamento de água, suprimento de energia residencial e até mesmo na conexão com a rede elétrica, permitindo que o consumidor se torne um pequeno fornecedor de energia. Um avanço relevante que impulsionou a viabilidade desses sistemas foi o desenvolvimento de ímãs permanentes, especialmente os de terras raras, que possuem alta densidade de fluxo magnético (TIBOLA, 2009).

Quanto à tecnologia de construção, os aerogeradores podem ser divididos em duas categorias principais: os de eixo vertical (TEEV) e os de eixo horizontal (TEEH). Os TEEV, que representam apenas 1% do total, são subdivididos em três tipos: Savonius, Darrieus e híbridos (Darrieus-Savonius). Por outro lado, os TEEH, que correspondem a 99% do mercado, são classificados como a barlavento (*upwind*) ou a sotavento (*downwind*). Dentre os TEEH, a maioria (99%) possui três pás, enquanto uma pequena parcela (1%) utiliza duas pás (ABB, 2012).

### 2.2.1 Turbinas Eólicas De Eixo Horizontal

As turbinas eólicas modernas são predominantemente de eixo horizontal (TEEH) e podem ser encontradas em diversos tamanhos e modelos, adequados tanto para pequenas quanto para grandes potências. Essas turbinas podem atingir rendimentos de até 50%, e sua construção varia principalmente em relação ao número de pás. Existem quatro tipos principais: turbinas de uma, duas ou três pás, além das turbinas multipás, conhecidas como "cata-ventos" (TIBOLA, 2009).



**Figura 2.3** – Aumento Da Velocidade Do Vento Em Relação A Altura.

As turbinas de eixo horizontal exigem um mecanismo de orientação para alinhar o rotor à direção do vento, o que é especialmente importante em locais com mudanças frequentes na direção dos ventos. As turbinas multipás, por exemplo, são amplamente utilizadas em sistemas de baixa potência, principalmente para bombeamento de água, como ilustrado na Figura 2.4. Essas turbinas se destacam pelo alto torque de partida, mesmo em ventos fracos, mas têm eficiência limitada em velocidades mais altas, o que as torna menos indicadas para geração de energia elétrica (TIBOLA, 2009).

Já as turbinas de uma, duas e três pás são mais eficientes no aproveitamento do vento e compõem a maioria das turbinas modernas. As de uma pá, como mostrado na Figura 2.5, exigem um contrapeso para reduzir vibrações, o que limita sua aplicação. As de duas pás 2.6 são mais simples, resistentes e econômicas, pois requerem menos material em sua construção. No entanto, as turbinas de três pás (Figura 2.7) são as mais utilizadas globalmente, tanto em parques eólicos quanto em sistemas isolados, devido à sua capacidade de distribuir melhor as tensões durante mudanças na direção do vento (TIBOLA, 2009).

No que diz respeito à posição do rotor em relação à torre, os aerogeradores de eixo horizontal podem ser classificados como a barlavento (*upwind*) ou a sotavento (*downwind*). Os primeiros são mais eficientes, pois o vento atinge o rotor antes da torre, evitando interferências aerodinâmicas. No entanto, eles precisam



**Figura 2.4** – Turbina Multipás.



**Figura 2.5** – Turbina Eólica De Uma Pá.



**Figura 2.6** – Turbina Eólica De Duas Pás.

de um sistema de orientação para se alinhar ao vento. Já os aerogeradores a sotavento, embora sofram com a interação do vento com o rotor e a torre antes de atravessar as pás, têm a vantagem de se alinharem automaticamente ao vento e podem utilizar rotores flexíveis para suportar ventos fortes (ABB, 2012).

A escolha do número de pás também influencia o desempenho das turbinas. Enquanto as de três pás são as mais comuns, as de duas pás giram mais rapidamente (em média 40 rpm, contra 30 rpm das de três pás), o que resulta em maior ruído aerodinâmico. Além disso, as turbinas de duas pás estão sujeitas a desequilíbrios causados pela variação do vento com a altura. Para compensar isso, elas geralmente incorporam uma bucha do braço oscilante, que equilibra o empuxe assimétrico no rotor. Apesar desses desafios, as turbinas de duas pás são mais



**Figura 2.7** – Turbina Eólica De Três Pás.

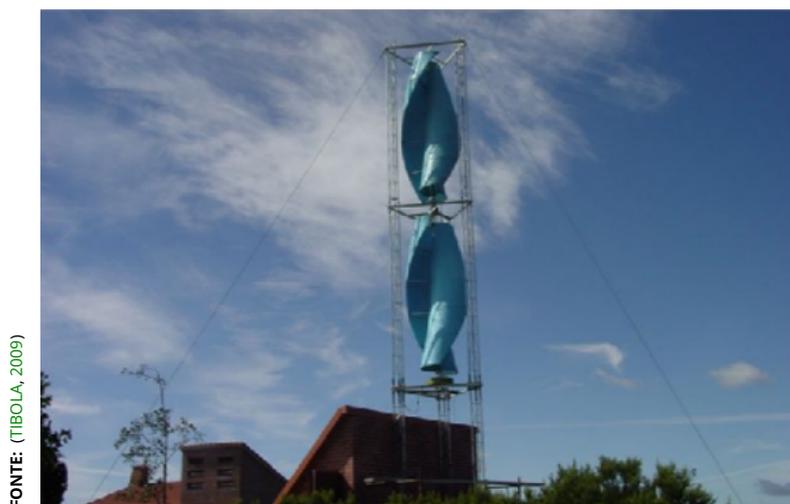
leves e econômicas, o que as torna atraentes para instalações *offshore*, onde o impacto visual e o ruído são menos críticos (ABB, 2012).

### 2.2.2 Turbinas Eólicas De Eixo Vertical

As turbinas de eixo vertical (TEEV) são menos comuns que as de eixo horizontal, principalmente devido ao seu menor aproveitamento da energia do vento. No entanto, elas apresentam vantagens específicas que as tornam adequadas para certas aplicações, como em áreas urbanas, onde o ruído precisa ser minimizado e os ventos são frequentemente turbulentos. Além disso, essas turbinas simplificam os mecanismos de transmissão de potência, o que pode reduzir custos de manutenção e instalação (TIBOLA, 2009).

Dentre os modelos de turbinas de eixo vertical, os mais conhecidos são os tipos Savonius e Darrieus. O rotor Savonius (Figura 2.8), criado na Finlândia por S. J. Savonius, é um dos mais simples, consistindo em placas arqueadas em forma de meio cilindro acopladas a um eixo. Esse modelo foi amplamente utilizado no passado para bombeamento de água, devido ao seu baixo custo e facilidade de construção. No entanto, seu rendimento é o mais baixo entre as turbinas eólicas, o que limita sua aplicação em sistemas modernos de geração de energia (TIBOLA, 2009).

Já o rotor Darrieus (Figura 2.9), patenteado em 1931 por G. J. M. Darrieus,



**Figura 2.8** – Rotor Savonius.

possui um formato que lembra uma batedeira e é conhecido por seu maior rendimento entre as turbinas de eixo vertical. Suas pás são construídas com perfis aerodinâmicos, o que permite uma distribuição de pressão mais eficiente ao longo da superfície, gerando um torque no eixo de rotação. No entanto, uma desvantagem significativa do Darrieus é a incapacidade de arrancar sozinho, pois seu torque de partida é praticamente nulo, independentemente da velocidade do vento. Por isso, ele requer um dispositivo auxiliar para iniciar o movimento, como um rotor Savonius acoplado, no caso dos modelos híbridos Darrieus-Savonius (ABB, 2012).

As principais características do aerogerador Darrieus incluem sua adaptação a mudanças na direção do vento e sua eficiência em locais com ventos de baixa intensidade ou com uma componente vertical significativa, como em terrenos inclinados ou telhados de edifícios. Além disso, ele é capaz de funcionar com ventos turbulentos e produz pouco ruído, sendo adequado para instalações urbanas. No entanto, suas pás fixas impedem a redução da superfície aerodinâmica em ventos muito fortes, o que exige um controle de velocidade adequado para manter a eficiência dentro de limites aceitáveis. Outro desafio são as flutuações do torque mecânico, que podem causar vibrações, embora essas sejam geralmente limitadas à fundação da turbina (ABB, 2012).



**Figura 2.9** – Rotor Darrieus.

## 2.3 Modelagem Aerodinâmica Da Turbina

### 2.3.1 O Vento

O vento é um fenômeno natural resultante da expansão e contração dos gases que compõem a atmosfera, causadas pelo aquecimento desigual da superfície terrestre devido à radiação solar. Esse aquecimento varia conforme a latitude, sendo mais intenso no equador e menos nos polos. Conseqüentemente, o ar quente no equador, com moléculas mais expandidas e densidade menor, sobe e se move em direção aos polos, enquanto o ar frio dos polos flui em direção ao equador. Esse movimento cria massas de ar quente e frio que circulam pelo planeta, gerando os ventos (TIBOLA, 2009).

Além do aquecimento desigual, os movimentos de rotação e translação da Terra também desempenham um papel crucial na geração dos ventos. Esses movimentos causam variações na direção e intensidade dos ventos em diferentes regiões do planeta, além de influenciar padrões sazonais. Por exemplo, as brisas marinhas e os ventos de vales e montanhas são resultantes do armazenamento

de energia solar durante o dia e sua liberação durante a noite. Como a terra se resfria mais rapidamente que a água, o ar aquecido sobre o solo sobe e se move em direção ao oceano, enquanto o ar mais frio do mar se desloca para a terra (TIBOLA, 2009).

A densidade do ar é outro fator importante no estudo do vento. Ao nível do mar e a 25 graus Celsius, a densidade do ar é de aproximadamente 1,225 kg/m<sup>3</sup>. No entanto, essa densidade varia com a altitude, o que afeta diretamente a velocidade do vento. Para corrigir a velocidade do vento medida em uma determinada altura e projetar a altura ideal para a instalação de turbinas eólicas, utiliza-se a seguinte expressão prática:

$$v = v_o \cdot \left( \frac{h}{h_o} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

Onde:

- ▶  $v$ : Velocidade do vento na altura  $h$  (m/s).
- ▶  $v_o$ : Velocidade do vento na altura de referência  $h_o$  (m/s).
- ▶  $h$ : Altura desejada para a medição da velocidade do vento (m).
- ▶  $h_o$ : Altura de referência para a medição da velocidade do vento (m).

### 2.3.2 Forças Aerodinâmicas da Turbina

A aerodinâmica é um campo fundamental para o estudo de forças e movimentos em objetos expostos a correntes de ar. No contexto de perfis estacionários, como uma placa plana, a ação do vento gera uma força resultante que pode ser decomposta em componentes de arrasto e sustentação. Essa força resultante é aplicada no centro aerodinâmico, com direção perpendicular ao corpo e no sentido do vento. A intensidade dessa força é dada pela equação 2.2.

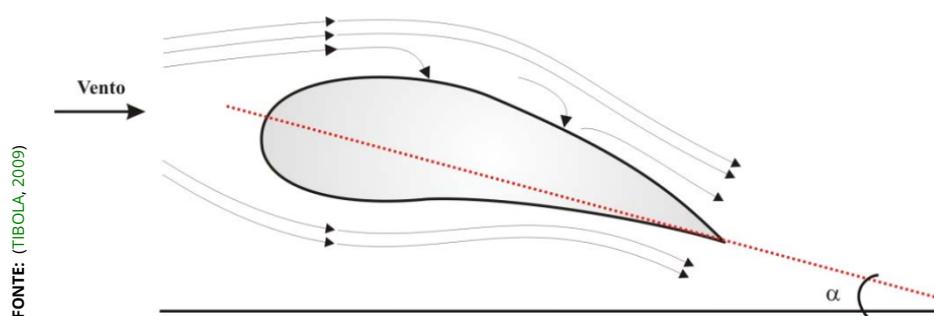
$$\vec{F} = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_v \quad (2.2)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área de incidência da força do vento,  $v$  é a velocidade do vento e  $C_v$  é o coeficiente que depende do ângulo de ataque  $\alpha$  e da

turbulência do movimento (TIBOLA, 2009).

Quando o ângulo de ataque é grande, a placa tende a se deslocar no sentido do vento. Por outro lado, ângulos menores resultam em uma força que levanta a placa, fenômeno conhecido como **Efeito Bernoulli**. Esse efeito ocorre devido ao aumento da velocidade do ar em um dos lados da placa, causando uma queda de pressão nessa região (TIBOLA, 2009).

A eficiência aerodinâmica pode ser melhorada através do perfilamento adequado do objeto, conforme mostra a Figura 2.10. Um perfil aerodinâmico bem projetado reduz as turbulências na área de baixa pressão, aumentando o aproveitamento da energia cinética do vento. Esse princípio é aplicado em hélices modernas, que possuem formatos semelhantes às asas de aviões, sendo muito mais eficientes do que as hélices de moinhos de vento tradicionais (TIBOLA, 2009).



**Figura 2.10** – Efeito do vento sobre um objeto perfilado adequadamente.

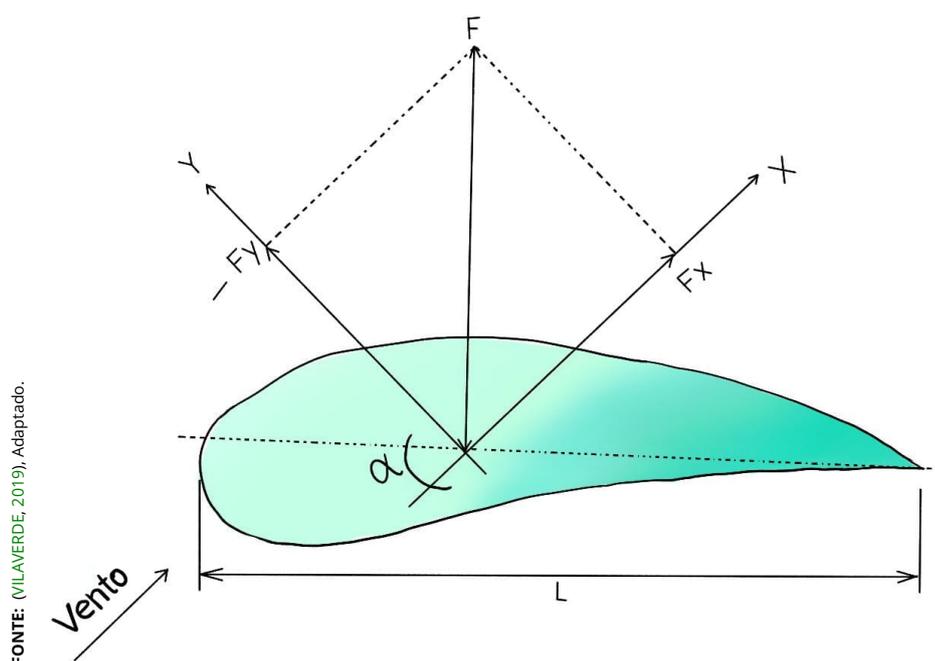
A força resultante em um perfil aerodinâmico pode ser decomposta em duas componentes principais, conforme mostra a Figura 2.11: a **força de arrasto**  $F_x$ , que atua na direção do vento, e a **força de sustentação**  $F_y$ , que atua perpendicularmente ao vento. Essas forças são expressas pelas equações:

$$F_x = F \sin(\alpha) = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_x \quad (2.3)$$

$$F_y = F \cos(\alpha) = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_y \quad (2.4)$$

onde  $C_x$  e  $C_y$  são os coeficientes de arrasto e sustentação, respectivamente (TIBOLA, 2009).

Para ângulos de ataque fixos, é possível relacionar os coeficientes de arrasto



**Figura 2.11** – Decomposição da força resultante  $F$  em suas componentes de arrasto  $F_x$  e sustentação  $F_y$ .

e sustentação através da equação:

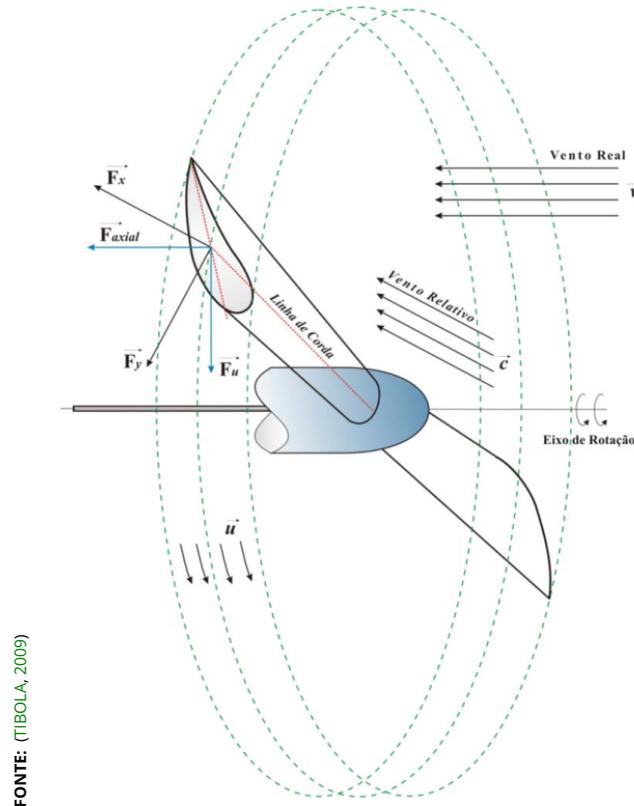
$$\frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{\tan(\alpha)} \quad (2.5)$$

Essa relação permite traçar a **curva de perfil** do sistema, obtida a partir de medições das forças de arrasto e sustentação em um túnel de vento. Com base nessa curva, é possível projetar o perfil aerodinâmico mais eficiente para o aproveitamento da força na direção desejada (VILAVERDE, 2019).

Até o momento, a análise considerou apenas uma pá estacionária sendo ultrapassada pelo vento. No entanto, para entender o comportamento real das forças aerodinâmicas em uma turbina eólica, é necessário considerar o movimento rotacional das pás. Para isso, dois conceitos são fundamentais: a **velocidade relativa do vento** e o **ângulo de passo** ( $\beta$ ).

A velocidade relativa do vento é a soma vetorial da **velocidade estacionária do vento**  $u$  e da **velocidade tangencial da hélice** ( $v$ ), criada pelo giro do rotor. O ângulo de ataque  $\alpha$  é formado entre a direção relativa do vento e a **linha de corda**, que é uma linha que atravessa a hélice em seu comprimento. O ângulo relativo  $\varphi$  é formado entre a direção relativa do vento e o plano de rotação, enquanto o ângulo de passo  $\beta$  é dado por:

$$\beta = \varphi - \alpha \quad (2.6)$$



**Figura 2.12** – Velocidade relativa do vento e ângulos envolvidos no movimento de uma hélice.

No perfil rotacional, como mostra a Figura 2.12, as forças de arrasto e sustentação são decompostas em relação à direção relativa do vento, e não mais à direção real do vento. Além disso, duas novas forças surgem no sistema: a **força útil**  $F_u$ , responsável pela rotação da hélice, e a **força axial**  $F_a$ , que atua sobre o rotor e é compensada pela reação do suporte de eixo. Essas forças são expressas por:

$$F_u = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_y \frac{\sin(\varphi - \alpha)}{\sin^2(\varphi) \cos(\alpha)} \quad (2.7)$$

$$F_a = \frac{1}{2} \rho A v^2 C_y \frac{\cos(\varphi - \alpha)}{\sin^2(\varphi) \cos(\alpha)} \quad (2.8)$$

A intensidade das forças de arrasto e sustentação varia conforme o ângulo de ataque  $\alpha$ . Para ângulos pequenos, ambas as forças aumentam até um máximo em  $\alpha = 15^\circ$ , onde a força de sustentação atinge seu pico. Para ângulos maiores, a força

de sustentação diminui, enquanto a força de arrasto passa a dominar (VILAVERDE, 2019).

### 2.3.2.1 Limite de Betz e Potência

A energia cinética do vento é a base para a geração de energia eólica. Conforme apresentado por (TIBOLA, 2009), a energia cinética  $E$  de uma massa de ar  $m$  que se desloca com velocidade ( $v$ ) pode ser expressa pela equação 2.9.

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.9)$$

Essa energia está diretamente relacionada à capacidade do vento de realizar trabalho ao interagir com obstáculos, como as pás de uma turbina eólica. Quando o vento atravessa um gradiente de concentração ou um obstáculo, suas componentes vetoriais de velocidade são alteradas, resultando na transformação de parte da energia cinética em trabalho. O restante da energia permanece no ar, mas com uma velocidade diferente da inicial (TIBOLA, 2009).

A aplicação desse princípio em sistemas eólicos é ilustrada pelo modelo teórico de Betz, no qual as hélices da turbina atuam como o obstáculo que impede a passagem do vento. A variação da energia do vento ( $\Delta E$ ) ao passar pelas pás da turbina pode ser expressa conforme mostra a equação 2.10:

$$\Delta E = \frac{1}{2}m(v^2 - v_0^2) \quad (2.10)$$

onde  $v$  é a velocidade do vento antes de atingir as hélices e  $v_0$  é a velocidade do vento após passar por elas. Essa variação de energia representa a conversão de energia cinética em energia mecânica nas pás da turbina (TIBOLA, 2009).

A potência ( $P$ ) extraída do vento pode ser calculada considerando a taxa de variação da energia em relação ao tempo. Utilizando a equação 2.10 e substituindo  $\Delta E$  pela expressão 2.9, obtém-se dessa forma, a equação 2.11.

$$P = \frac{1}{2} \frac{m}{t} (v^2 - v_0^2) \quad (2.11)$$

A massa de ar ( $m$ ) pode ser expressa em termos de densidade ( $\rho$ ) e volume ( $Vol$ ), conforme a equação 2.12.

$$m = \rho \cdot Vol \quad (2.12)$$

Substituindo essa relação na equação de potência e considerando que o volume de ar é função da área ( $A$ ) coberta pelas pás da turbina e da distância ( $d$ ) percorrida pelo vento, chega-se à expressão 2.13

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.13)$$

onde  $C_p$  é o coeficiente de potência, que representa a fração de energia capturada pela turbina. Esse coeficiente é dado pela equação 2.14.

$$C_p = \frac{(1 + \frac{v_0}{v}) \left[ 1 - \left( \frac{v_0}{v} \right)^2 \right]}{2} \quad (2.14)$$

A equação 2.13 demonstra que a potência extraída do vento é diretamente proporcional à densidade do ar, à área de cobertura das pás da turbina e ao cubo da velocidade do vento. Esse resultado destaca a importância da velocidade do vento como fator crítico para a eficiência dos sistemas eólicos (TIBOLA, 2009).

No entanto, existe um limite teórico para a eficiência dessa conversão de energia, conhecido como Limite de Betz. Conforme apresentado por (VILAVERDE, 2019), esse limite estabelece que apenas 59% da energia cinética do vento pode ser convertida em energia útil por meio de um aerogerador. A potência total presente em uma massa de ar em movimento  $P_w$  pode ser expressa de acordo com a equação 2.15.

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.15)$$

A relação entre a potência total do vento  $P_w$  e a potência extraída pelo aerogerador  $P_g$  é expressa pela equação 2.16

$$\frac{P_w}{P_g} = \frac{1}{2} \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[ 1 + \left( \frac{v_3}{v_1} \right) \right] \quad (2.16)$$

Nessa equação,  $v_1$  representa a velocidade do vento antes de atingir o aero-

gerador,  $v_2$  é a velocidade do vento na região das pás da turbina e  $v_3$  corresponde à velocidade do vento após atravessar o aerogerador. Esses valores estão diretamente relacionados à teoria de Betz, que determina o limite máximo de eficiência na conversão da energia cinética do vento em energia mecânica.

A análise da equação 2.16, juntamente com a Figura 2.13, permite identificar que o valor máximo de potência que pode ser absorvido pelo eixo do rotor é de 59% da potência disponível no vento. Esse valor é conhecido como Limite de Betz e é utilizado como referência para calcular a potência extraída do vento. O coeficiente de potência ( $C_p$ ) do rotor pode ser atualizado com esse valor máximo, sendo comum na literatura utilizar 0,5 como o limite prático de Betz. Assim, a máxima potência extraída  $P_m$  é dada de acordo com a equação 2.17

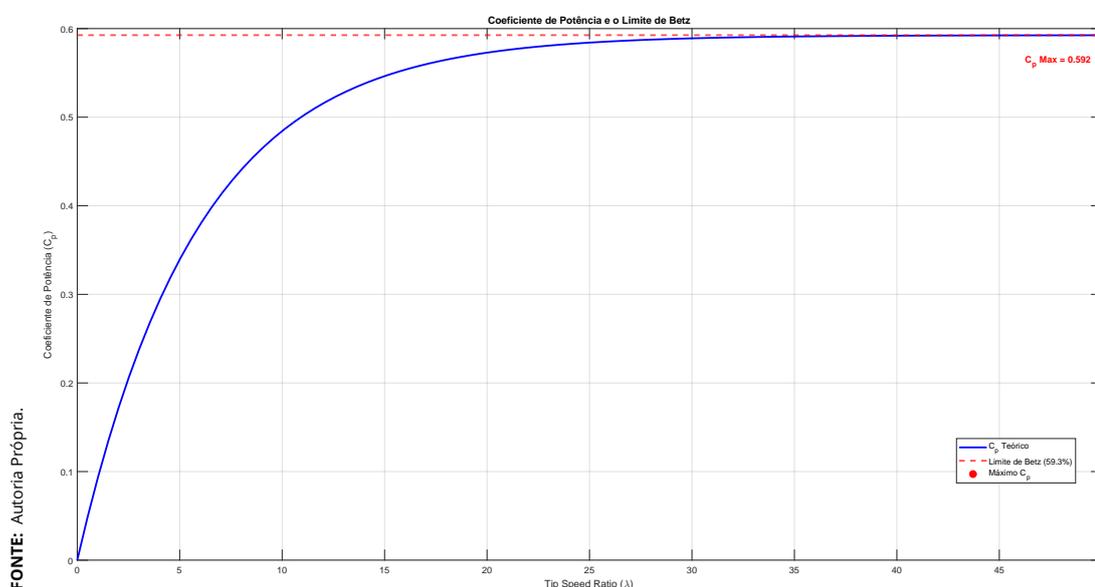


Figura 2.13 – Demonstração Do Valor Do Limite De Betz.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot 0,5 = \frac{1}{4} \rho A v^3 \quad (2.17)$$

A equação 2.17 destaca a importância do Limite de Betz no dimensionamento e na eficiência dos sistemas eólicos, servindo como base para o cálculo da potência que pode ser efetivamente convertida em energia elétrica (VILAVERDE, 2019).

### 2.3.3 Rendimento Aerodinâmico De Uma Turbina

A potência útil desenvolvida por um aerogerador está diretamente relacionada à eficiência e desempenho do sistema (TIBOLA, 2009). Com base na física,

a 'Potência Útil'  $P_u$  e a Potência Axial  $P_a$  pode ser obtida multiplicando uma força pela velocidade que está exposta, de tal forma que (VILAVERDE, 2019).

$$P_u = F_t \cdot u \quad (2.18)$$

onde  $F_t$  é a força tangencial e  $u$  é a velocidade tangencial. De maneira semelhante, a potência axial é dada por:

$$P_a = F_a \cdot v \quad (2.19)$$

onde  $F_a$  é a força axial e  $v$  é a velocidade axial.

A eficiência  $\eta$  do aerogerador é definida como a razão entre a potência tangencial e a potência axial:

$$\eta = \frac{P_u}{P_a} = \frac{F_u \cdot u}{F_a \cdot v} \quad (2.20)$$

Substituindo as equações de força e velocidade, obtemos:

$$\eta = \frac{\sin(\varphi - \alpha) \cdot \frac{u}{v}}{\cos(\varphi - \alpha)} = \tan(\varphi - \alpha) \cdot \frac{u}{v} \quad (2.21)$$

$$\eta = \frac{1}{\tan(\alpha)} \cdot \frac{\tan(\varphi) \cdot \frac{u}{v}}{1 + \tan(\varphi) \cdot \tan(\alpha) \cdot \frac{u}{v}} \quad (2.22)$$

Considerando a razão de velocidade  $\frac{u}{v} = \text{TSR} = \lambda$ , a eficiência final do aerogerador pode ser expressa como:

$$\eta = \frac{f - \cot(\varphi)}{f + \text{tg}(\varphi)} \quad (2.23)$$

Onde  $f$  é o quociente aerodinâmico, usado para descrever a relação entre a força aerodinâmica gerada por uma superfície e a força que age sobre ela devido ao movimento do ar. Na equação, percebe-se que o rendimento está diretamente relacionado aos parâmetros da curva de perfil aerodinâmico e ao ângulo relativo do vento. Quanto maior for  $f$ , maior será o rendimento, podendo atingir a uni-

dade, o que violaria o limite de Betz (TIBOLA, 2009).

### 2.3.4 Zonas De Operação De Uma Turbina Eólica

O gerador síncrono de ímã permanente baseado em turbinas eólicas tem uma vantagem significativa em termos de confiabilidade e controlabilidade, como destacado em (ZHANG, 2012). As pesquisas relacionadas a essa configuração de turbina eólica tornaram-se muito populares nas últimas décadas. Para analisar e controlar o sistema de conversão de energia eólica baseado em GSIP, os modelos matemáticos correspondentes são importantes para um modelamento preciso. A operação de uma turbina eólica típica pode ser dividida em 4 regiões, conforme mostra a Figura 2.14 e é descrito em (ZHANG, 2012).

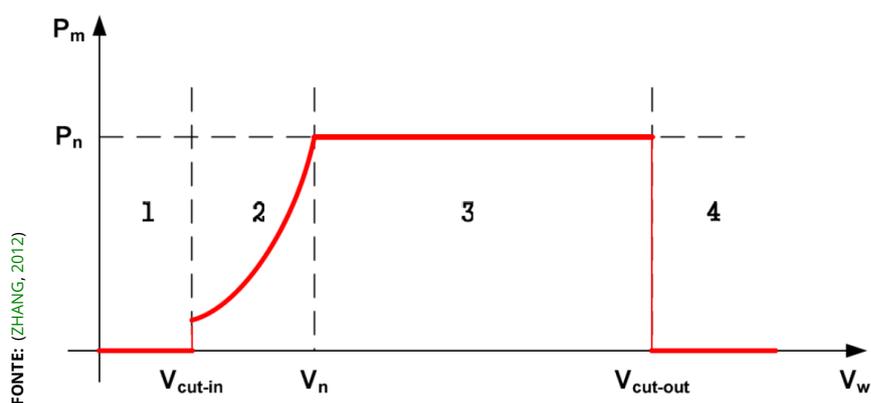


Figura 2.14 – Range De Operação De Uma Turbina Eólica.

Na região 1, a velocidade do vento é insuficiente para acionar a turbina eólica, que permanece inativa até atingir a velocidade de corte. A partir desse ponto, a potência de saída cresce com o aumento da velocidade do vento até alcançar o valor nominal do gerador, momento em que se estabiliza. A menor velocidade capaz de manter essa potência constante é chamada de velocidade nominal  $V_n$  (ZHANG, 2012). A região 2, entre a velocidade de corte e a nominal, utiliza o controle MPPT para maximizar a potência, mantendo o ângulo de inclinação fixo para captar a pressão máxima do ar. Já na região 3, acima da velocidade nominal, o controle do ângulo de inclinação regula a pressão nas palhetas, garantindo a rotação adequada (ZHANG, 2012). Caso os ventos sejam excessivos, a turbina é desligada para evitar danos. A região 4 corresponde ao desligamento da geração de energia.

## 2.4 Modelo Analítico Da Turbina Darrieus Tipo H

### 2.4.1 Modelagem Da Potência Eólica

A operação de uma turbina eólica está diretamente relacionada a parâmetros como velocidade do vento, eficiência do sistema e a interação entre torque e velocidade angular. Para compreender o comportamento dinâmico da turbina, é necessário analisar como a energia do vento é transferida para o eixo do rotor e como essa energia é convertida em torque e velocidade angular. Esse processo pode ser modelado matematicamente pela seguinte equação diferencial:

$$\tau \frac{d\omega}{dt} + \omega = K \cdot v \quad (2.24)$$

onde  $\tau$  representa a constante de tempo do sistema,  $K$  é o coeficiente de transferência do sistema, e  $v$  é a velocidade do vento. O coeficiente  $K$  é dado por (em rad/m):

$$K = \frac{\omega_{\text{nominal}}}{v_{\text{nominal}}} \quad (2.25)$$

Aplicando a transformada de Laplace, obtemos:

$$\tau \cdot \omega(s) \cdot s + \omega(s) = K \cdot v(s) \quad (2.26)$$

$$\omega(s) = \frac{K}{\tau \cdot s + 1} \quad (2.27)$$

A constante de tempo  $\tau$  é definida como:

$$\tau = \frac{J \cdot \omega}{T_v - T_L} \quad (2.28)$$

O torque gerado no eixo da turbina ( $T_v$ ) é um fator crucial na dinâmica do sistema e pode ser expresso pela seguinte equação:

$$T_v = \frac{\rho \cdot R \cdot L \cdot \eta \cdot v^3}{2 \cdot \omega} \quad (2.29)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $R$  é o raio do rotor,  $L$  é o comprimento das hélices,  $\eta$  representa a eficiência da turbina,  $v$  é a velocidade do vento e  $\omega$  é a velocidade angular do rotor. A equação mostra que o torque aumenta com a velocidade do vento e a eficiência da turbina, mas diminui com o aumento da velocidade angular (KOMASS; SNIDERS et al., 2014).

Outro fator relevante na dinâmica da turbina é o momento de inércia  $J$ , que pode ser aproximado considerando a distribuição de massa da turbina:

$$J = 2 \cdot \frac{m_1 \cdot \frac{m_2}{2}}{m_1 + \frac{m_2}{2}} \cdot l^2 \quad (2.30)$$

onde  $m_1$  representa a massa das hélices,  $m_2$  é a massa do rotor, e  $l$  é o raio do centro de massa (KOMASS; SNIDERS et al., 2014).

Por fim, o torque de carga da turbina ( $T_L$ ) pode ser calculado por:

$$T_L = \frac{\pi \cdot \rho \cdot R^5 \cdot \eta \cdot \omega^2}{2 \cdot \lambda^3} \quad (2.31)$$

onde  $\lambda$  representa a razão de velocidade de ponta, que influencia diretamente a eficiência da turbina. Existe um valor ótimo de  $\lambda$  que maximiza a eficiência do sistema, sendo essencial manter essa relação dentro de uma faixa ideal (KOMASS; SNIDERS et al., 2014).

### 2.4.2 Modelo Mecânico Do Sistema De Transmissão

A modelagem da dinâmica de uma turbina eólica pode ser realizada considerando a interação entre o rotor e o gerador. Em geral, o sistema pode ser representado por duas massas girantes conectadas por um eixo mecânico, sendo que essa conexão pode ser direta ou incluir uma caixa multiplicadora de velocidade (MARTINELLO, 2013; VILAVERDE, 2019). O modelo mais completo, conforme mostra a Figura 2.15, considera a rigidez e o amortecimento do eixo, o que influencia na resposta dinâmica do sistema. Entretanto, quando o gerador utilizado é um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) de acoplamento direto, o efeito da caixa multiplicadora pode ser desconsiderado (VILAVERDE, 2019).

A equação geral definida para o sistema da Figura 2.15 é dada pela equação

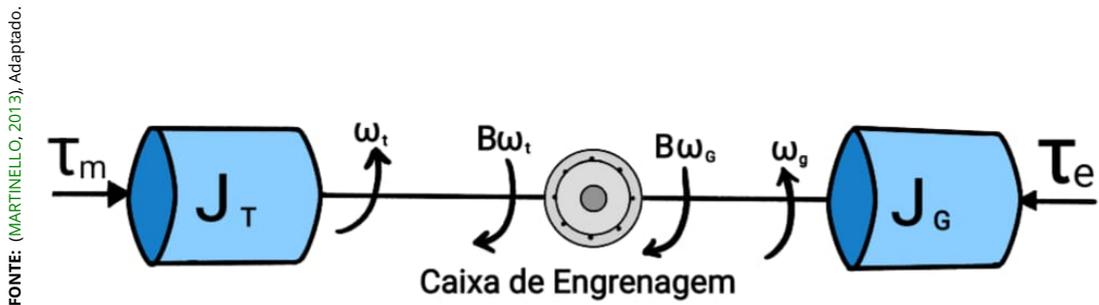


Figura 2.15 – Modelo Do Acoplamento Do Eixo.

2.32

$$T_m - T_e - B\omega = (J_r + J_g) \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2.32)$$

Na equação,  $T_m$  representa o torque mecânico em N·m,  $T_e$  é o torque elétrico em N·m,  $B$  é o coeficiente de amortecimento em N·m·s/rad,  $\omega$  é a velocidade angular do rotor em rad/s,  $J_r$  e  $J_g$  são os momentos de inércia do rotor e do gerador em kg·m<sup>2</sup>, respectivamente, e  $\frac{d\omega_m}{dt}$  é a aceleração angular em rad/s<sup>2</sup>.

No caso de turbinas que operam com rotação variável e sem conexão direta com a rede elétrica, a modelagem pode ser simplificada para um sistema de uma única massa, conforme mostra a Figura 2.16 onde a inércia equivalente do rotor e do gerador é combinada em um único termo (MARTINELLO, 2013). Essa simplificação é possível devido ao fato de que o GSIP pode possuir um número elevado de polos, permitindo que opere em frequências nominais baixas e em velocidades próximas às do rotor da turbina, eliminando a necessidade de um sistema de engrenagens (MARTINELLO, 2013).

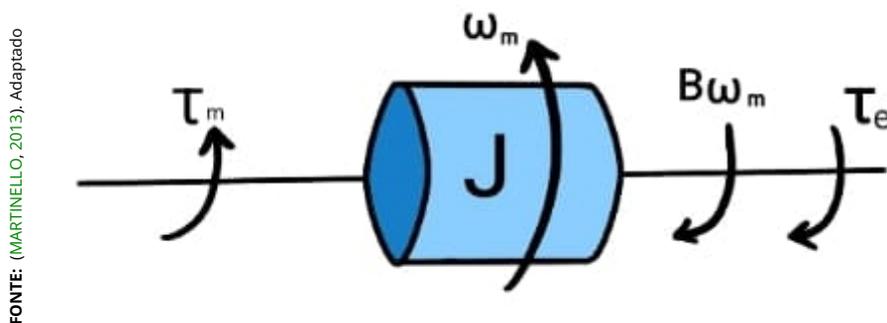


Figura 2.16 – Modelo Do Acoplamento Do Eixo No GSIP.

Essa abordagem reduz a complexidade da simulação e é amplamente utilizada para modelar sistemas eólicos de pequeno e médio porte. Além disso, a

ausência de uma caixa de engrenagens reduz significativamente os custos de manutenção, uma vez que esse componente é uma das principais fontes de falha em turbinas eólicas (MARTINELLO, 2013).

Para que a energia gerada pelo GSIP possa ser integrada à rede elétrica, é necessário utilizar um sistema de conversão de potência. O modelo típico inclui um retificador, responsável por converter a tensão alternada gerada em corrente contínua (CC), e um inversor, que transforma essa tensão CC em corrente alternada (CA) compatível com os padrões da rede (VILAVERDE, 2019).

O retificador converte a corrente alternada gerada em corrente contínua, enquanto o inversor adapta a tensão do barramento CC aos valores exigidos pela rede elétrica (VILAVERDE, 2019). Um dos métodos utilizados para esse controle é a Transformada de Park, que permite a análise das tensões e correntes no sistema e facilita o controle vetorial do conversor.

Dessa forma, a modelagem do conversor de potência deve ser abordada considerando dois aspectos fundamentais: o controle da potência e do torque no lado do gerador e a adequação da tensão e corrente para a conexão com a rede (VILAVERDE, 2019).

## 2.5 Modelo Analítico Do Sistema De Geração De Energia

Para a modelagem do sistema de geração de energia, é fundamental compreender as interações entre os componentes principais, como o rotor e o gerador, e como essas interações influenciam o comportamento dinâmico do sistema. A partir de equações que descrevem as forças e os torques envolvidos, é possível representar matematicamente o funcionamento do sistema e prever sua resposta em diferentes condições de operação. Para simplificar a análise e obter grandezas vetoriais mais adequadas ao controle, são utilizadas as transformadas de Clark e Park, que permitem uma representação mais eficiente do sistema. Essa abordagem contribui para o desenvolvimento de estratégias de controle e otimização.

## 2.5.1 Transformada De Clark e Park

Máquinas trifásicas podem ser descritas por um conjunto de equações diferenciais cujos coeficientes variam ao longo do tempo. Para simplificar esses cálculos, é comum utilizar transformações que alteram a representação dos parâmetros do motor. As transformações mais empregadas para esse fim são as de Clarke e Park, pois permitem reduzir a complexidade da modelagem matemática (KRONBERG, 2012).

A Transformação de Clark converte um sistema trifásico em um sistema bifásico com eixos ortogonais no mesmo referencial estacionário. As novas variáveis obtidas são chamadas de  $\alpha$  e  $\beta$ , reduzindo a quantidade de componentes a serem analisadas. Esse processo pode ser representado matematicamente pelas seguintes equações:

$$f_{\alpha\beta 0} = T f_{ABC} \quad (2.33)$$

$$F_{ABC} = T^{-1} f_{\alpha\beta 0} \quad (2.34)$$

Nessa equação,  $f$  pode representar qualquer parâmetro elétrico da armadura do motor. A componente correspondente à sequência zero, normalmente pode ser desconsiderada, pois motores trifásicos balanceados não geram essa componente (KRONBERG, 2012).

Por outro lado, a Transformação de Park projeta as componentes  $\alpha$  e  $\beta$  em um referencial rotativo síncrono, gerando as variáveis  $d$  e  $q$  conhecidas como componentes direta e em quadratura. Essa conversão facilita o controle da máquina ao eliminar a dependência temporal de alguns parâmetros e é amplamente aplicada em estratégias de controle vetorial. A equação correspondente é:

$$f_{dq0} = T(\theta) f_{ABC} \quad (2.35)$$

$$f_{ABC} = T(\theta)^{-1} f_{dq0} \quad (2.36)$$

onde  $\theta$  representa o ângulo de referência do rotor (KRONBERG, 2012). Esse

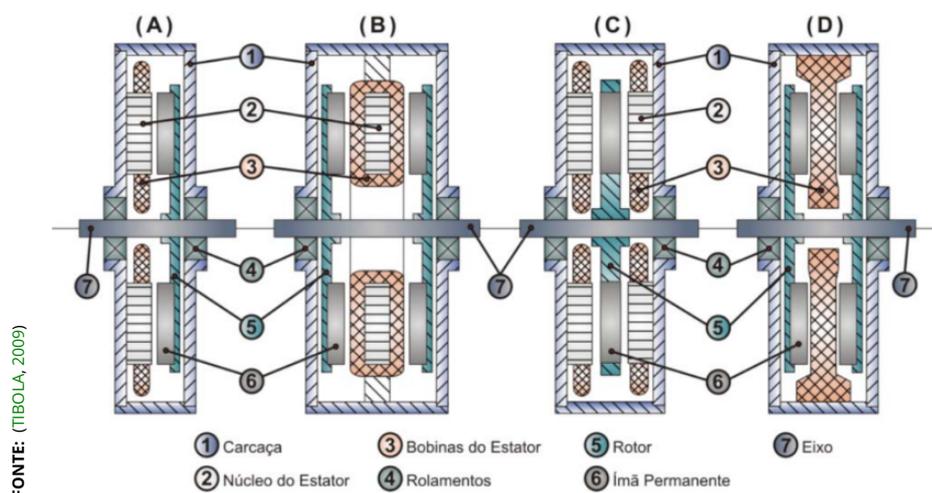
método é essencial para o controle eficiente de motores elétricos, pois permite ajustar o torque e a potência com maior precisão, além de simplificar a implementação de algoritmos de controle.

Com isso, a aplicação dessas transformações não apenas reduz a complexidade do modelo matemático das máquinas elétricas, mas também possibilita um controle mais preciso e eficiente de seu desempenho (KRONBERG, 2012).

## 2.5.2 Modelo do Gerador Síncrono de Imã Permanente

### 2.5.2.1 Topologia e Formas Construtivas

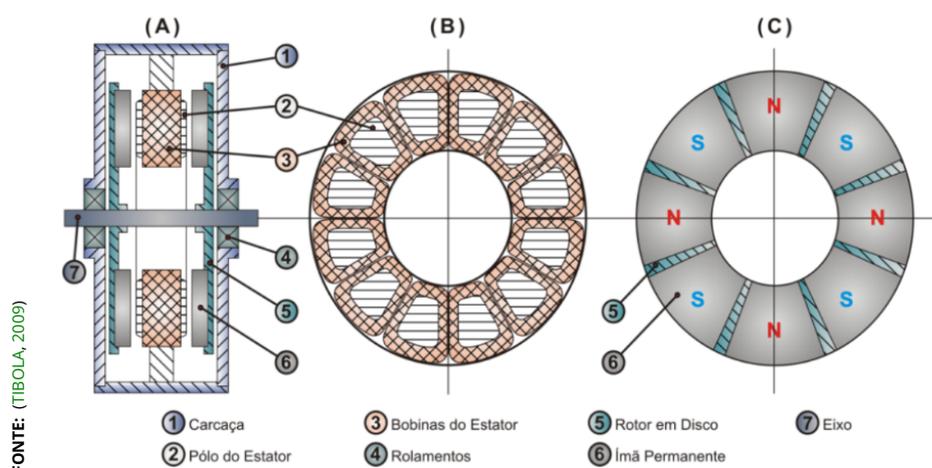
No estudo das topologias de máquinas elétricas sem escovas, diversas configurações podem ser adotadas para sua construção. Essas máquinas podem ser montadas em discos de face única (*single – sided*) ou dupla face (*double – sided*), podendo apresentar ranhuras (*slotted*) ou serem lisas (*slotless*). Além disso, o rotor pode conter ímãs permanentes posicionados externamente ou internamente, e as máquinas podem ser projetadas com um único estágio ou múltiplos estágios. Conforme (TIBOLA, 2009).



**Figura 2.17** – Configurações de AFMSG. (A) Projeto com uma única face e ranhuras, (B) estrutura de dupla face com estator interno liso, (C) arranjo de dupla face com estator externo, (D) disposição de dupla face com rotor interno.

No caso das máquinas de face única, é possível encontrar diferentes variações, como aquelas com estator contendo ranhuras, sem ranhuras ou ainda com estator de pólos salientes. Já as máquinas de face dupla apresentam uma gama ainda maior de possibilidades. Quando possuem o estator interno, podem ser

classificadas em três tipos principais: com estator contendo ranhuras, com estator sem ranhuras e, dentro dessa última categoria, podem ser ainda subdivididas em estator com núcleo de ferro, estator sem núcleo ou máquinas em que tanto o estator quanto o rotor não possuem núcleo. Outra variação inclui as máquinas de face dupla com estator de pólos salientes. Há ainda o caso das máquinas com rotor interno, que podem apresentar estator com ranhuras, sem ranhuras ou de pólos salientes (TIBOLA, 2009).

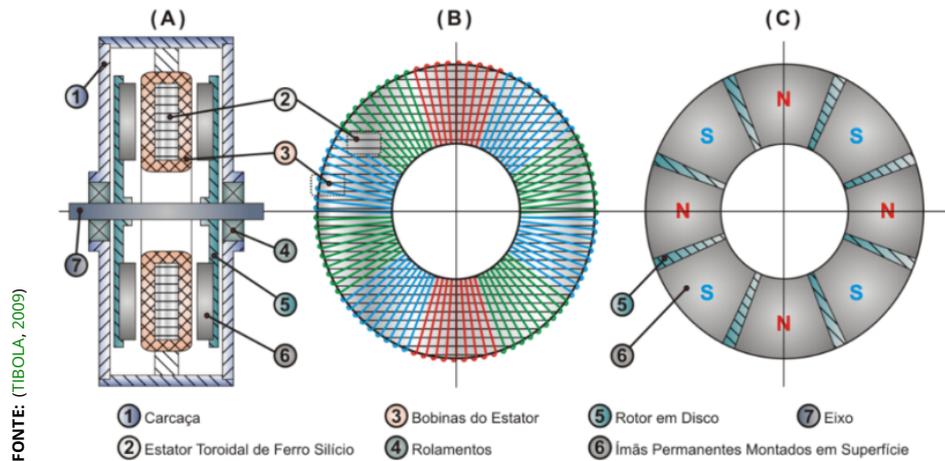


**Figura 2.18** – Máquina de fluxo axial com pólos salientes. (A) Detalhes da construção, (B) visão frontal do estator com enrolamentos, (C) visão frontal do disco contendo os ímãs permanentes.

Um exemplo de máquina de dupla face com rotor externo e ímãs permanentes de pólos estáticos salientes pode ser observado na Figura 2.18. Esse tipo de máquina é amplamente utilizado, assim como as de face dupla com estator interno e núcleo de ferro, mostradas na Figura 2.17. No entanto, para garantir um torque de partida adequado e reduzir o torque pulsante, é necessário que o número de pólos estáticos seja diferente do número de pólos rotóricos (TIBOLA, 2009).

Por outro lado, a máquina representada na Figura 2.17 é detalhada na Figura 2.19. Trata-se de uma máquina com rotor toroidal feito de ferro silício, onde as bobinas estáticas são enroladas nesse rotor. O princípio de funcionamento dessa configuração difere da máquina de pólos salientes apenas pelo modo como os fluxos magnéticos induzem tensão nas bobinas.

Além dessas variações, os ímãs permanentes podem ser montados nos discos de diferentes formas e formatos. As principais abordagens incluem a montagem em superfície, que pode ser realizada tanto em discos ferromagnéticos quanto em discos não magnéticos, e a montagem dos ímãs incrustados no disco. Quanto ao formato, os mais comuns são o trapezoidal, como representado na Figura 2.19,



**Figura 2.19** – Máquina de fluxo axial com configuração toroidal ("Torus Machine"). (A) Representação da estrutura construtiva, (B) visão frontal do estator com enrolamentos, (C) visão frontal do disco de ímãs permanentes.

o circular e o semicircular (TIBOLA, 2009).

## 2.6 Modelagem dq do GSIP

A modelagem matemática de um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) é essencial para a análise e simulação de sistemas de geração de energia. Nesta seção, apresenta-se o modelo do gerador em coordenadas  $dq$ , que simplifica a análise ao eliminar o acoplamento entre as variáveis do estator e do rotor. A transformação para coordenadas  $dq$  é particularmente útil, pois remove a dependência temporal das indutâncias, facilitando a solução das equações dinâmicas do sistema (VILAVERDE, 2019).

Inicialmente, o gerador é descrito em coordenadas ABC, onde as tensões e correntes são representadas em função das três fases do estator. A Figura 2.20 mostra os eixos magnéticos do enrolamentos do estator, denotados por a,b e c. e os eixos magnéticos do rotor, apresentados pelos eixos  $dq$ . As equações que descrevem o comportamento do gerador são dadas por:

$$\mathbf{V}_{abc} = R_s \mathbf{i}_{abc} + \frac{d}{dt} \boldsymbol{\psi}_{abc} \quad (2.37)$$

$$\boldsymbol{\psi}_{abc} = \mathbf{L}_{abc} \mathbf{i}_{abc} + \boldsymbol{\psi}_{pmabc} \quad (2.38)$$

Nessas equações,  $\mathbf{V}_{abc} = [v_a \ v_b \ v_c]^T$  representa o vetor de tensões no estator,  $\mathbf{i}_{abc} = [i_a \ i_b \ i_c]^T$  é o vetor de correntes no estator, e  $\boldsymbol{\psi}_{abc} = [\psi_a \ \psi_b \ \psi_c]^T$  é o vetor de fluxos magnéticos no estator. Além disso,  $\boldsymbol{\psi}_{pm_{abc}} = [\psi_{pm_a} \ \psi_{pm_b} \ \psi_{pm_c}]^T$  representa o vetor de fluxos magnéticos gerados pelos ímãs permanentes. A matriz de resistências  $R_s$  é diagonal, enquanto a matriz de indutâncias  $L_{abc}$  é simétrica, com elementos que variam em função da posição do rotor  $\theta_e$ . Essa dependência temporal torna a solução analítica complexa, o que motiva a transformação para coordenadas  $dq$  (VILAVERDE, 2019).

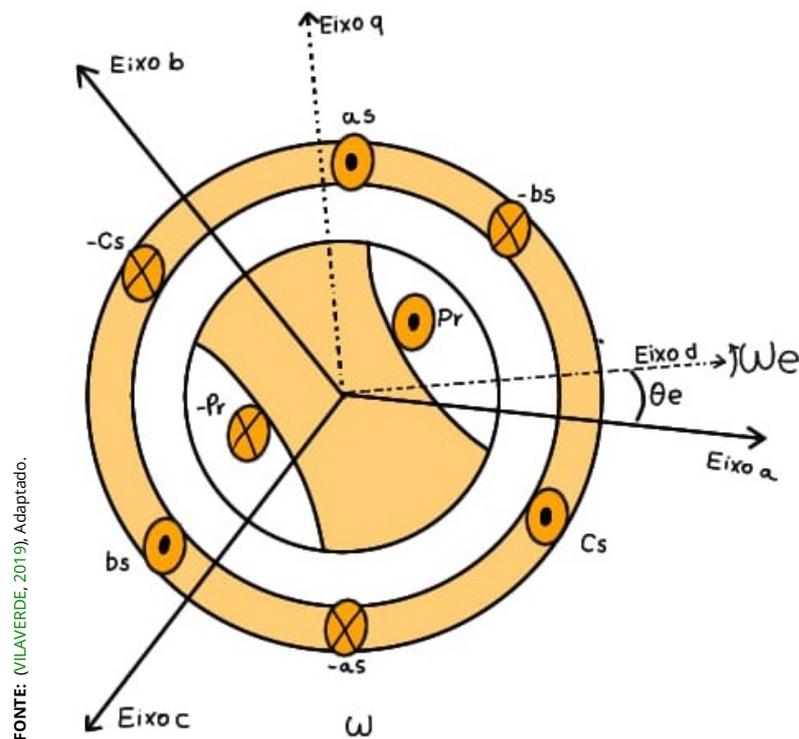


Figura 2.20 – Relação entre as Coordenadas ABC e Dq

Para eliminar a dependência temporal das indutâncias, aplica-se a **Transformada de Park**, que converte as variáveis do sistema ABC para um sistema de referência girante, alinhado com o rotor (MARTINELLO, 2013). A transformação é definida por:

$$\mathbf{f}_{dq0} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{f}_{abc} \quad (2.39)$$

onde  $\mathbf{T}_{dq0}$  é a matriz de transformação, dada por:

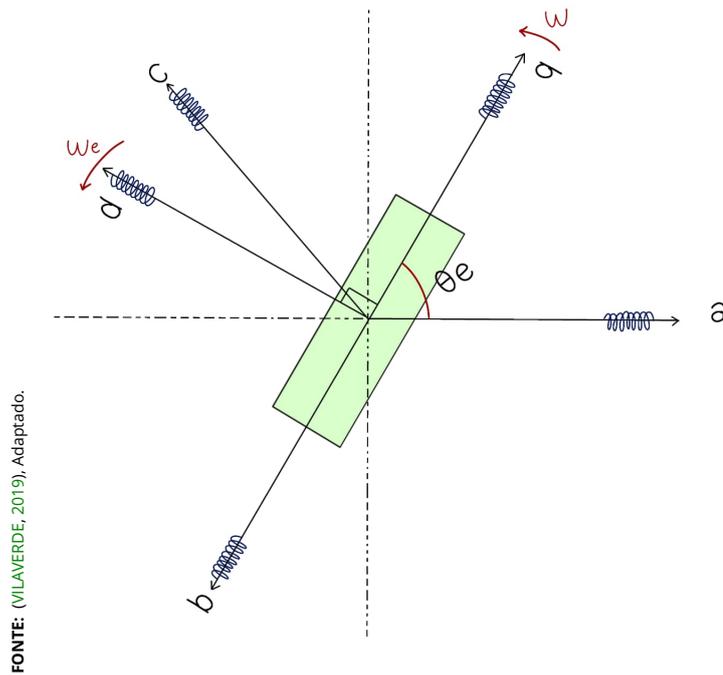


Figura 2.21 – Demonstração da Relação entre as Coordenadas ABC e Dq

$$\mathbf{T}_{dq0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta_e) & \sin(\theta_e - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta_e + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

Aplicando a transformada às equações do gerador, obtém-se as tensões e fluxos em coordenadas  $dq$ :

$$\mathbf{v}_{dq0} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{V}_{abc} \quad (2.40)$$

$$\mathbf{i}_{dq} = \mathbf{T}_{dq0} \mathbf{i}_{abc} \quad (2.41)$$

$$\boldsymbol{\psi}_{dq} = \mathbf{T}_{dq0} \boldsymbol{\psi}_{abc} \quad (2.42)$$

$$\boldsymbol{\psi}_{pm_{dq}} = \mathbf{T}_{dq0} \boldsymbol{\psi}_{pm_{abc}} \quad (2.43)$$

Em sistemas equilibrados, a componente de eixo 0 é nula, e os vetores podem

ser expressos como:

$$\mathbf{v}_{dq} = [v_d \quad v_q]^T \quad (2.44)$$

$$\mathbf{i}_{dq} = [i_d \quad i_q]^T \quad (2.45)$$

$$\boldsymbol{\psi}_{dq} = [\psi_d \quad \psi_q]^T \quad (2.46)$$

$$\boldsymbol{\psi}_{pm dq} = [\psi_{pm d} \quad \psi_{pm q}]^T \quad (2.47)$$

Aplicando a transformada de Park às equações originais, obtêm-se as equações dinâmicas do gerador em coordenadas  $dq$ :

$$v_d = R_s i_d - \omega_e L_q i_q + L_d \frac{d}{dt} i_d \quad (2.48)$$

$$v_q = R_s i_q + \omega_e (L_d i_d + \psi_{pm}) + L_q \frac{d}{dt} i_q \quad (2.49)$$

onde  $L_d$  e  $L_q$  são as indutâncias nos eixos direto e em quadratura, respectivamente, definidas por:

$$L_d = \frac{3}{2}(L_0 - L_m) \quad (2.50)$$

$$L_q = \frac{3}{2}(L_0 + L_m) \quad (2.51)$$

A equação de estados do sistema é dada por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_d} & \frac{\omega_e L_q}{L_d} \\ \frac{\omega_e L_d}{L_q} & -\frac{R_s}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_d} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\psi_{pm}}{L_q} \end{bmatrix} \omega_e$$

De tal forma que, o diagrama elétrico do modelo do circuito equivalente do

gerador em coordenadas abc apresentado na Figura 2.22 é transformada para coordenadas síncronas.

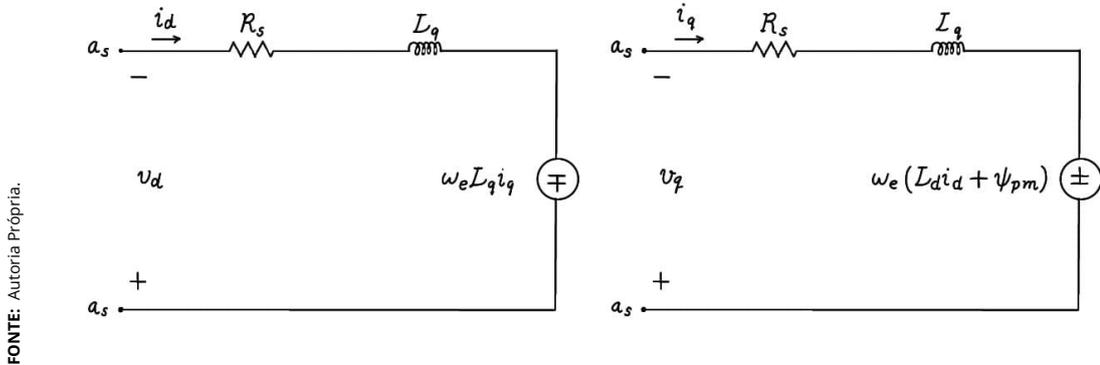


Figura 2.22 – Diagrama Equivalente Dq Do Gerador.

A potência elétrica ( $P_e$ ) gerada pelo GSIP é dada por:

$$P_e = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \quad (2.52)$$

Substituindo as expressões das tensões e correntes, obtém-se:

$$P_e = \frac{3}{2} \left[ R_s (i_d^2 + i_q^2) + \left( i_d \frac{d}{dt} \psi_d + i_q \frac{d}{dt} \psi_q \right) + \omega_e (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \right] \quad (2.53)$$

O torque elétrico ( $T_e$ ) é obtido a partir da potência eletromecânica:

$$T_e = \frac{3 N_p}{2} \left[ \psi_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q \right] \quad (2.54)$$

onde  $N_p$  é o número de polos do gerador. O torque elétrico é composto por duas componentes: o torque de excitação de campo magnético e o torque de reatância:

$$T_{ef} = \frac{3 N_p}{2} \psi_{pm} i_q \quad (2.55)$$

$$T_{er} = \frac{3 N_p}{2} (L_d - L_q) i_d i_q \quad (2.56)$$

Essas equações completam o modelo elétrico do gerador síncrono de ímã permanente, permitindo a análise do comportamento dinâmico do sistema (VILA-

VERDE, 2019).

### 2.6.1 Modelo do Conversor de Potência e da Rede

A configuração e os circuitos de controle de sistemas de conversão de energia eólica com geradores síncronos de ímãs permanentes GSIP são amplamente estudados na literatura. De acordo com (GAJEWSKI; PIEŃKOWSKI, 2016), esses sistemas são compostos por uma turbina eólica, um GSIP, um conversor back-to-back e um filtro de rede. O conversor back-to-back, por sua vez, é dividido em dois principais componentes: o Conversor do Lado da Máquina e o Conversor do Lado da Rede. O GSIP é acoplado diretamente à turbina eólica e conectado ao conversor do lado da máquina, enquanto o conversor do lado da rede é ligado à rede elétrica através do filtro de rede.

No sistema de controle do conversor do lado da máquina, é aplicada a técnica de controle vetorial, especificamente o Controle Orientado pelo Campo do Rotor (RFOC), que opera de forma *sensorless*, ou seja, sem a necessidade de sensores físicos para medição de velocidade. Para maximizar a extração de energia eólica, é utilizado um algoritmo de MPPT baseado na razão ótima de velocidade de ponta ( $\lambda$ ). Esse algoritmo ajusta a velocidade angular do gerador ( $\omega$ ) para seguir um valor de referência ( $\omega_{opt}$ ), que é calculado com base nas condições de vento e nas características da turbina (GAJEWSKI; PIEŃKOWSKI, 2016).

O controle do MSC é realizado por meio de três malhas de controle. A malha externa regula a velocidade angular do gerador, enquanto as malhas internas controlam os componentes do vetor de corrente do estator ( $i_{sd}$  e  $i_{sq}$ ). No RFOC, o componente  $i_{sd}^*$  é definido como zero para maximizar a relação torque por ampere do GSIP. Os erros entre os valores de referência e os valores medidos são processados por controladores PI, gerando os sinais de tensão necessários para o MSC, que são então modulados por PWM vetorial (GAJEWSKI; PIEŃKOWSKI, 2016).

No lado da rede, o controle é baseado na orientação do vetor de tensão da rede (VOC). A posição angular do vetor de tensão ( $\theta_g$ ) é obtida por meio de um bloco PLL. O sistema de controle do GSC também utiliza três malhas com controladores PI. A malha externa é responsável por manter a tensão do link CC constante, enquanto as malhas internas controlam os componentes do vetor de corrente da rede ( $i_{gd}$  e  $i_{gq}$ ). Para operar com fator de potência unitário, a potência reativa é controlada diretamente, definindo  $i_{gq}^*$  como zero. Os sinais de tensão gerados pe-

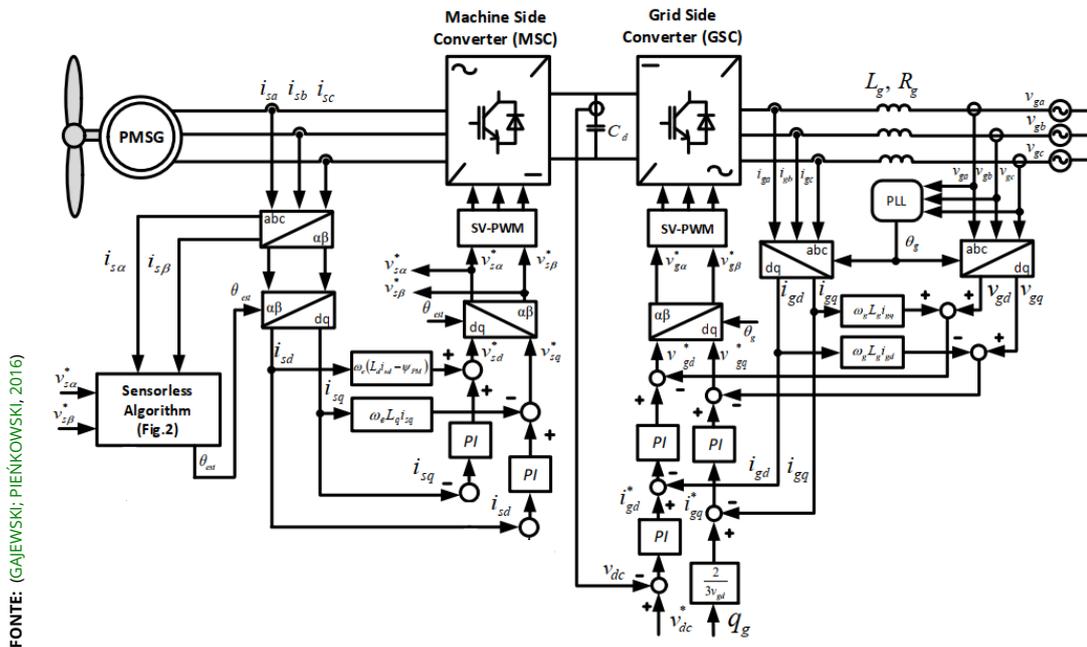


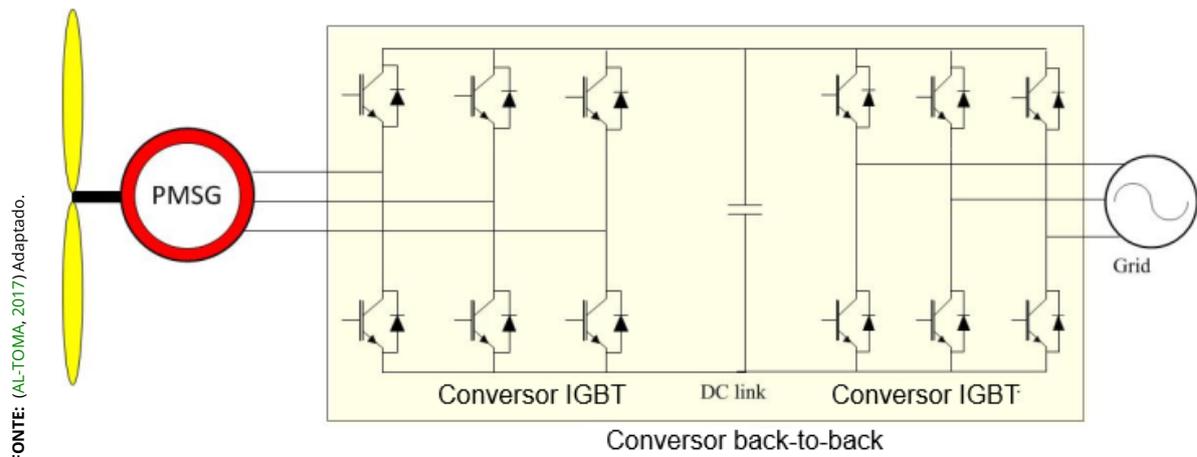
Figura 2.23 – Esquema de controle de turbina eólica com GSIP e conversor back-to-back.

los controladores PI são modulados por SV-PWM e aplicados ao GSC (GAJEWSKI; PIENKOWSKI, 2016).

### 2.6.1.1 Conversor Back-to-Back

Para superar as limitações dos retificadores de diodos, recomenda-se o uso de conversores totalmente controlados, como os baseados em modulação por largura de pulso (PWM) com IGBTs. Essa abordagem permite o controle de potência reativa, aumentando a eficiência do sistema. No entanto, os conversores com IGBTs são mais caros e exigem proteções contra variações abruptas de corrente e tensão. Essa configuração, conhecida como conversor back-to-back, é amplamente utilizada em sistemas eólicos com GSIP, garantindo alto desempenho e flexibilidade (AL-TOMA, 2017).

No conversor back-to-back, o controle do fluxo de potência é dividido entre o CLR e o CLM. O CLR é responsável por manter a tensão do link CC constante, enquanto o CLM tem como objetivo maximizar a captação de energia eólica por meio de técnicas como o algoritmo MPPT. Essa divisão de funções permite um controle independente e eficiente de ambos os lados do sistema. A inclusão de um capacitor de desacoplamento entre o inversor da rede e o inversor do gerador oferece várias vantagens. Além de proteger o sistema contra sobretensões, o capacitor permite o controle separado do retificador e do inversor, possibilitando a compen-



**Figura 2.24** – Conversor IGBT Back-to-Back.

sação de assimetrias tanto no lado do gerador quanto no lado da rede de forma independente (AL-TOMA, 2017). A Figura 2.24 ilustra o diagrama esquemático de um sistema WECS com conversor back-to-back conectado à rede.

Em algumas aplicações, é comum a presença de uma indutância de boost no circuito do link CC. Essa indutância aumenta o tempo de carga do capacitor, mas, ao mesmo tempo, reduz as exigências sobre o desempenho do filtro de harmônicos do lado da rede. Além disso, a combinação de indutância e capacitor oferece proteção adicional ao conversor contra condições anormais na rede, como variações abruptas de tensão ou corrente (AL-TOMA, 2017).

### 2.6.1.2 Modelo da Rede

O sistema no lado da rede é formado principalmente por conversores de potência, que funcionam como fontes de tensão controladas. Dessa forma, a energia captada pelo vento é convertida em potência pelo retificador. Isso significa que todas as etapas anteriores do processo resultam nas correntes e na potência no retificador, representada por  $P_{ret}$ . Após o retificador, encontra-se o inversor, que é conectado ao barramento CC. Assim como o retificador, ele controla o fluxo de correntes que passam por ele. No entanto, o inversor funciona de forma diferente, pois é a rede elétrica que determina sua tensão. Em outras palavras, o controle se concentra nas correntes do barramento CC. O sistema, então, pode ser resumido em duas potências: uma delas é  $P_{ret}$  e a outra é  $P_{inv}$ . O barramento CC, por sua vez, é composto por um capacitor. Esse capacitor mantém a tensão estável entre as duas potências, dependendo diretamente da relação entre elas (VILAVERDE, 2019).

Para ilustrar o comportamento do sistema, considera-se apenas o conversor funcionando como inversor, já que o outro apresenta comportamento análogo com as mesmas equações. Assim, as equações de tensões que descrevem o sistema são apresentadas a seguir:

$$-v_1(t) + v_{L1}(t) + v_{R1}(t) + u_a(t) = 0 \quad (2.57)$$

$$-v_2(t) + v_{L2}(t) + v_{R2}(t) + u_b(t) = 0 \quad (2.58)$$

$$-v_3(t) + v_{L3}(t) + v_{R3}(t) + u_c(t) = 0 \quad (2.59)$$

Adapta-se, então, as equações acima para obter as expressões que descrevem o comportamento das tensões no sistema:

$$v_1(t) = L_1 \frac{d}{dt} i_1(t) + R_1 i_1(t) + u_a(t) \quad (2.60)$$

$$v_2(t) = L_2 \frac{d}{dt} i_2(t) + R_2 i_2(t) + u_b(t) \quad (2.61)$$

$$v_3(t) = L_3 \frac{d}{dt} i_3(t) + R_3 i_3(t) + u_c(t) \quad (2.62)$$

Essas equações podem ser organizadas na forma matricial, isolando as derivadas, como segue:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_1(t)}{dt} \\ \frac{di_2(t)}{dt} \\ \frac{di_3(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_1}{L_1} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R_2}{L_2} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R_3}{L_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \\ i_3(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_1(t) - u_a(t) \\ v_2(t) - u_b(t) \\ v_3(t) - u_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

Essas equações destacam a relação entre as correntes e as tensões no sistema, permitindo compreender o funcionamento do inversor em diferentes condições (VILAVERDE, 2019).

A transformada de Park é aplicada para obter as equações em um referencial síncrono. Considerando que  $L_1 = L_2 = L_3 = L$  e  $R_1 = R_2 = R_3 = R$ , e que o sistema está equilibrado, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_d(t)}{dt} \\ \frac{di_q(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\omega \\ \omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d(t) \\ i_q(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_d(t) - u_d(t) \\ v_q(t) - u_q(t) \end{bmatrix} \quad (2.64)$$

Aqui,  $\omega = 2\pi f_{rede}$  representa a frequência angular da rede elétrica, enquanto  $v_d$  e  $v_q$  são as tensões na saída do inversor, e  $u_d$  e  $u_q$  são as tensões aplicadas pela rede elétrica.

A transformada de Laplace é aplicada a essas equações para analisá-las no domínio da frequência. Isso leva à seguinte expressão:

$$s \begin{bmatrix} I_d(s) \\ I_q(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\omega \\ \omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d(s) \\ I_q(s) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d(s) - U_d(s) \\ V_q(s) - U_q(s) \end{bmatrix} \quad (2.65)$$

A forma expandida dessas equações é:

$$LsI_d(s) = -RI_d(s) - L\omega I_q(s) + V_d(s) - U_d(s), \quad (2.66)$$

$$LsI_q(s) = -RI_q(s) + L\omega I_d(s) + V_q(s) - U_q(s). \quad (2.67)$$

Nessas equações, nota-se um acoplamento entre  $I_d$  e  $I_q$ , causado pelo termo  $-L\omega I_q(s)$  e  $+L\omega I_d(s)$ . Ao isolar as correntes, obtêm-se:

$$I_d(s) = \frac{-L\omega I_q(s) + V_d(s) - U_d(s)}{Ls + R}, \quad (2.68)$$

$$I_q(s) = \frac{+L\omega I_d(s) + V_q(s) - U_q(s)}{Ls + R}. \quad (2.69)$$

Com isso, é possível calcular a potência no inversor. Para o conversor inversor, com a corrente  $i_q$  igual a zero, a tensão é imposta pela rede. Assim, a potência é dada por:

$$P_{inv} = U_d(\text{Rede}) \cdot I_d(\text{Inversor}) \quad (2.70)$$

Para o caso do conversor funcionando como retificador, as equações são aná-

logas às do inversor. Nesse caso, as tensões  $u_d$ ,  $u_q$ , e  $u_o$  seriam as tensões vindas do gerador, enquanto  $V_1$ ,  $V_2$  e  $V_3$  seriam as tensões no retificador. Além disso, o sentido da corrente seria inverso, indo do gerador para o retificador.

Vale destacar que, como o modelo do gerador foi obtido utilizando a transformada de Park, não é necessário desenvolver um novo modelo para o retificador. É possível determinar sua potência utilizando diretamente a equação (2.70), substituindo as correntes  $I_d$  e  $I_q$  pelo gerador, assim como as tensões  $V_d$  e  $V_q$  também do gerador. Assim, a potência no retificador é dada por 2.71, segundo (VILAVERDE, 2019).

$$P_{ret} = V_d(\text{gerador}) \cdot I_d(\text{gerador}) + V_q(\text{gerador}) \cdot I_q(\text{gerador}). \quad (2.71)$$

## 2.6.2 Modelo do Sistema de Controle

As equações das correntes do modelo do gerador síncrono requerem referências na forma dos valores das tensões do gerador. Para maximizar a potência de saída, em vez de utilizar as equações de tensão do modelo do gerador, é necessário encontrar essas tensões por meio de controladores de corrente, que resultarão em correntes máximas ideais. Para isso, optou-se por utilizar controladores do tipo Proporcional-Integral (PI), que, para serem projetados, necessitam da função de transferência do sistema a ser controlado. Portanto, parte-se para a obtenção da função de transferência do modelo do gerador, a fim de encontrar posteriormente os ganhos  $K_p$  e  $K_i$ .

O modelo do gerador é descrito pelas seguintes equações diferenciais:

$$\frac{d(i_d)}{dt} = -\frac{R_s I_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \quad (2.72)$$

$$\frac{d(i_q)}{dt} = -\frac{R_s I_q}{L_q} - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{V_q}{L_q} - \frac{\psi_{pm} \omega_e}{L_q} \quad (2.73)$$

Para o controle de um sistema, é necessário representá-lo como um todo, combinando seus subsistemas em uma única representação matemática. Assim, deseja-se obter uma única equação que descreva adequadamente o comporta-

mento do sistema a ser controlado. Diferentemente das equações diferenciais, é necessário que essa equação separe as entradas, as saídas e o sistema em si, permitindo o controle de cada parte separadamente. Para isso, utiliza-se a função de transferência, que é definida como uma equação que relaciona a saída do sistema com sua entrada, mostrando como ocorre a transferência desse valor de um para outro (VILAVERDE, 2019).

Para obter a função de transferência do gerador, aplica-se a transformada de Laplace, de forma a escrever as equações do gerador no domínio da frequência. Considerando o diagrama do sistema em coordenadas, obtém-se a seguinte equação:

$$v_d = v_R + v_L + v_{out} \quad (2.74)$$

Pela definição de tensão, pode-se escrever:

$$v_d = R_s i_d + L \frac{di(t)}{dt} + v_{out} \quad (2.75)$$

Aplicando a transformada de Laplace, obtém-se:

$$V_d(s) = R_s I_d(s) + L s I_d(s) + v_{out}(s) \quad (2.76)$$

Isolando a corrente  $I_d(s)$ , tem-se:

$$V_d(s) = I_d(s) (R_s + Ls) + v_{out}(s) \quad (2.77)$$

Aplicando a definição da função de transferência, ou seja, isolando a saída e a entrada do sistema, bem como retirando a corrente, forma-se:

$$\frac{v_{out}(s)}{V_d(s)} = \frac{1}{R_s + Ls} \quad (2.78)$$

Essa é a função de transferência do gerador síncrono. Nota-se que utiliza-se  $L$  e não  $L_d$  ou  $L_q$ , pois o gerador utilizado tem um rotor com ímãs na sua superfície, e as indutâncias magnéticas são consideradas praticamente iguais ( $L_d \approx L_q$ ), com rotor praticamente isotrópico.

Um controlador PI é uma técnica de sistemas de controle em malha fechada que visa melhorar o erro em regime permanente sem prejudicar a resposta transitória do sistema. Utiliza-se para isso duas técnicas conjuntas: a compensação integral ideal, que adiciona um polo na origem do caminho do sistema em malha aberta através de um integrador puro, e a compensação proporcional, que adiciona um polo perto da origem através de estruturas passivas. O compensador que alimenta o erro adiante na planta é chamado de *sistema de controle proporcional*, e o compensador que adiciona a integral do erro na planta é chamado de *sistema de controle integral*. Assim, melhora-se o erro do sistema em regime permanente ao adicionar-se um polo em malha aberta na origem do sistema, uma vez que a posição dos polos determina se o sistema será amortecido ou não (VILAVERDE, 2019).

A função de transferência de um controlador PI é definida como:

$$G_c(s)(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (2.79)$$

A planta em malha fechada do controlador proporcional-integral, juntamente com a função de transferência do gerador síncrono, é dada por:

$$G_{cl}(s)(s) = \frac{sK_p + K_i}{s^2L + s(R_s + K_p) + K_i} \quad (2.80)$$

Nota-se que o sistema da função de transferência tem ordem 2, e sua equação pode ser reescrita utilizando a expressão geral para um sistema de segunda ordem na forma:

$$G_{cl}(s)(s) = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.81)$$

Assim, torna-se possível obter os ganhos  $K_p$  e  $K_i$  do controlador ao igualar as duas equações da função de transferência:

$$\frac{sK_p + K_i}{s^2L + sK_p + K_i} = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.82)$$

Para determinar os ganhos  $K_p$  e  $K_i$ , multiplica-se o numerador da primeira equação pelo denominador da segunda, igualando-se ao numerador da segunda

multiplicado pelo denominador da primeira, obtendo-se:

$$s^3 K_p + 2\zeta \omega_n s^2 K_p + s K_p \omega_n^2 + K_i s^2 + 2\zeta \omega_n K_i s + K_i \omega_n^2 = 2\zeta \omega_n L s^3 + L s^3 \omega_n^2 + 2\zeta \omega_n K_p s^2 + K_p s \omega_n^2 + 2\zeta \omega_n K_i s + K_i \omega_n^2 \quad (2.83)$$

Simplificando, obtém-se:

$$s^3 K_p + s^2 K_i = s^2 2\zeta \omega_n L + s^2 L \omega_n^2 \quad (2.84)$$

Considerando que  $s = j\omega_b$ , onde  $\omega_b$  é a frequência de banda passante, e assumindo que  $\omega_b = 20 \log |T(j\omega_b)|$ , frequentemente equivalente a um ganho de -3,01 dB (ou 0,707), tem-se:

$$T(j\omega_b) = \frac{2\zeta \omega_n (j\omega_b) + \omega_n^2}{(j\omega_b)^2 + 2\zeta \omega_n (j\omega_b) + \omega_n^2} = 0.707 \quad (2.85)$$

Com isso, obtém-se:

$$\frac{\sqrt{(2\zeta \omega_n \omega_b)^2 + \omega_n^4}}{\sqrt{(\omega_n^2 - \omega_b^2)^2 + (2\zeta \omega_n \omega_b)^2}} = 0.707 \quad (2.86)$$

E, finalmente, chega-se a:

$$\omega_b^2 = \omega_n^2 \left( 2\zeta^2 + 1 \pm \sqrt{4\zeta^4 + 4\zeta^2 + 2} \right) \quad (2.87)$$

Onde essa, torna-se:

$$\omega_b^2 = \omega_n^2 \sqrt{2\zeta^2 + 1 \pm \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}}, \quad (2.88)$$

onde  $\omega_b$  é a banda passante do sistema,  $\omega_n$  é a frequência natural e  $\zeta$  é o fator de amortecimento. A partir da função de transferência descrita em (VILAVERDE, 2019), o ganho proporcional  $K_p$  pode ser determinado por:

$$2\zeta \omega_n = \frac{K_p}{L}, \quad (2.89)$$

que pode ser reescrito como:

$$K_p = 2\zeta\omega_n L. \quad (2.90)$$

Assim, obtém-se a expressão final para o ganho  $K_p$ :

$$K_p = \frac{2\zeta\omega_b L}{\sqrt{2\zeta^2 + 1} + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}}. \quad (2.91)$$

O ganho integral  $K_i$ , por sua vez, é calculado pela equação:

$$\omega_n^2 = \frac{K_i}{L}, \quad (2.92)$$

que pode ser reescrito como:

$$K_i = \omega_n^2 L. \quad (2.93)$$

Finalmente, obtém-se a expressão para o ganho  $K_i$ :

$$K_i = \frac{L\omega_b^2}{\sqrt{2\zeta^2 + 1} + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}}. \quad (2.94)$$

Os ganhos  $K_p$  e  $K_i$  são ajustados para garantir que o sistema seja criticamente amortecido, ou seja,  $\zeta = 1$ . A banda passante  $\omega_b$  determina a frequência de operação do controlador, sendo associada à frequência de 1000 Hz no caso do gerador considerado. Isso resulta em uma banda passante de  $\omega_b = 2\pi f = 6283,1852$  rad/s (VILAVERDE, 2019).

### 2.6.2.1 Controle do Conversor do Lado da Rede

A análise do sistema de geração de energia deve considerar tanto o lado do gerador quanto o lado da rede. No lado da rede, encontram-se o barramento CC, o conversor de dois níveis atuando como inversor e a rede elétrica, que funciona como uma fonte de tensão. A rede impõe sua tensão sobre o inversor, que controla o fluxo de correntes entre o barramento CC e a rede, além de atuar sobre a tensão

no capacitor do barramento (VILAVERDE, 2019).

O controle do conversor do lado da rede pode ser realizado por meio de diversas estratégias, cujo principal objetivo é garantir a qualidade da potência injetada na rede. Essas estratégias focam no controle das potências ativa e reativa entregues à rede, na regulação da tensão do link DC e na sincronização com a rede (AL-TOMA, 2017). A partir da modelagem do conversor do lado da rede, as tensões nos eixos  $d$  e  $q$ ,  $V_{pd}$  e  $V_{sq}$ , podem ser expressas pelas equações:

$$V_{pd} = V_{pd} + R_g I_{pd} + L_g \frac{dI_{pd}}{dt} - \omega L_g I_{gq} \quad (2.95)$$

$$V_{sq} = V_{sq} + R_g I_{sq} + L_g \frac{dI_{sq}}{dt} + \omega L_g I_{pd} \quad (2.96)$$

onde  $I_{gd}$  e  $I_{gq}$  são as correntes nos eixos  $d$  e  $q$  do conversor do lado da rede,  $R_g$  e  $L_g$  são a resistência e a indutância do conversor, e  $\omega$  é a velocidade angular do conversor.

Para o controle do sistema, utilizam-se três controladores: um controlador de tensão sobre o capacitor e dois controladores de corrente que atuam nas correntes do inversor. O controlador de tensão do capacitor baseia-se na equação:

$$V_c = 380 \times 1.3505 = 525V$$

onde  $V_c$  deve ser 35% maior que a tensão da rede elétrica. A saída desse controlador alimenta a referência do controlador da corrente  $i_d$  do inversor, enquanto  $i_q$  deve ser zero na rede (VILAVERDE, 2019).

Nas equações 2.95 e 2.96, os termos  $L_g \frac{dI_{gd}}{dt}$  e  $L_g \frac{dI_{gq}}{dt}$  são substituídos pelas tensões controladas  $V_{gd}^*$  e  $V_{gq}^*$ , utilizando controladores PI, conforme as equações:

$$V_{gd}^* = K_p e_{gd} + K_i \int e_{gd} dt \quad (2.97)$$

$$V_{gq}^* = K_p e_{gq} + K_i \int e_{gq} dt \quad (2.98)$$

onde  $V_{gd}^*$  e  $V_{gq}^*$  são as tensões de referência nos eixos  $dq$ ,  $K_p$  e  $K_i$  são os

ganhos proporcional e integral do controlador PI, e  $e_{gd}$  e  $e_{gq}$  são os erros das componentes de corrente  $dq$ , definidos por:

$$e_{gd} = I_{gd}^{ref} - I_{gd} \quad (2.99)$$

$$e_{gq} = I_{gq}^{ref} - I_{gq} \quad (2.100)$$

A tensão do link DC é controlada por meio de um controlador PI no eixo  $d$ , que define o valor de referência da corrente  $I_{gd}^{ref}$ , conforme a equação:

$$I_{gd}^{ref} = K_{Pdc}e_{dc} + K_{Idc} \int e_{dc} dt \quad (2.101)$$

onde  $K_{Pdc}$  e  $K_{Idc}$  são os ganhos proporcional e integral do controlador PI, e  $e_{dc}$  é o erro entre os valores medido e de referência da tensão DC, dado por:

$$e_{dc} = V_{dc}^{ref} - V_{dc} \quad (2.102)$$

A referência da corrente no eixo  $q$ ,  $I_{gq}^{ref}$ , é geralmente definida como zero, enquanto o controle da tensão do lado da rede é utilizado para manter a tensão do link DC no nível nominal durante a conversão de potência DC/AC, mesmo em condições de variação da velocidade do vento (AL-TOMA, 2017).

A função de transferência do inversor é dada por:

$$G_{inv}(s) = \frac{1}{L_{inv}s + R_{inv}} \quad (2.103)$$

Aplicando a regra de união dos blocos em série, obtém-se:

$$\left( \frac{sK_p + K_i}{s} \right) \cdot \left( \frac{1}{sL_{inv} + R_{inv}} \right) \quad (2.104)$$

resultando em:

$$G_{inv}(s) = \frac{sK_p + K_i}{s^2L_{inv} + sR_{inv}} \quad (2.105)$$

Fechando a malha do sistema, a função de transferência final é:

$$G_{inv}(s) = \frac{sK_p + K_i}{s^2L_{inv} + s(R_s + K_p) + K_i} \quad (2.106)$$

A função de transferência do inversor é análoga à do gerador, permitindo o uso do mesmo projeto. Igualando com a expressão geral para um sistema de segunda ordem, obtêm-se os ganhos  $K_p$  e  $K_i$ :

$$K_p = \frac{2\zeta\omega_b L_{inv}}{\sqrt{2\zeta^2 + 1} \pm \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (2.107)$$

$$K_i = \frac{L_{inv}\omega_b^2}{2\zeta^2 + 1 + \sqrt{(1 + 2\zeta^2)^2 + 1}} \quad (2.108)$$

onde  $\zeta$  é o coeficiente de amortecimento e  $\omega_b$  é a banda passante (VILAVERDE, 2019).

# Capítulo 3

## Metodologia

### 3.1 Objeto de Estudo

Para a modelagem de uma Turbina Darrieus Tipo H em conjunto com um GSIP, adotou-se uma abordagem que englobou características aerodinâmicas, mecânicas e de controle, incluindo técnicas clássicas e fuzzy. No conversor do lado da rede, utilizou-se controladores PI (Proporcional-Integral) para a regulação das correntes injetadas na rede. Já para o controle da tensão do link DC, foi empregada uma abordagem baseada em lógica fuzzy, visando melhorar a robustez e a eficiência do sistema frente a variações nas condições de operação, como mudanças na velocidade do vento.

A estrutura geral do modelo, apresentada na Figura 3.1, integra os principais componentes do sistema: a turbina H-Darrieus, o gerador síncrono de ímã permanente (GSIP), o retificador, o barramento CC e o inversor.

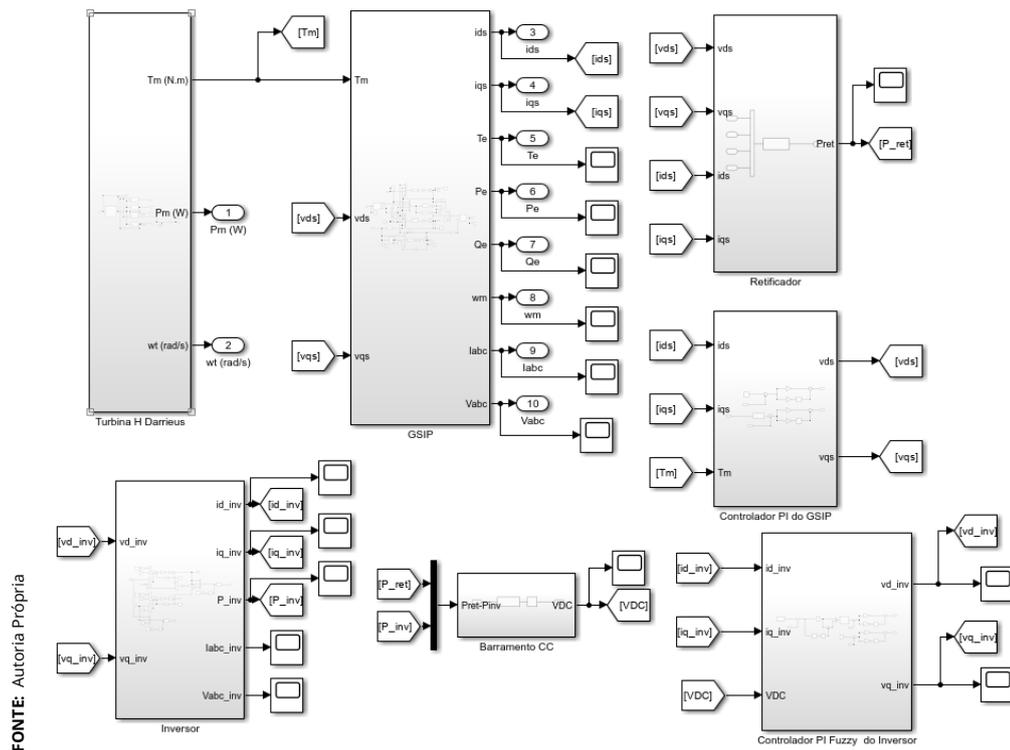


Figura 3.1 – Modelo Completo do Diagrama de Blocos Implementado no Simulink

### 3.1.1 Dados da Turbina Darrieus Tipo H

O modelo de turbina adotado para este estudo foi o Darrieus tipo H. Suas principais características, como dimensões, área varrida e parâmetros de operação, estão detalhados na Tabela 3.1, sendo esses dados baseados em (KOMASS; SNIDERS et al., 2014). Essas informações foram utilizadas como referência para a análise e simulação do desempenho da turbina nas condições especificadas.

### 3.1.2 Dados do Gerador Síncrono de Ímã Permanente

O gerador síncrono de ímã permanente foi selecionado para este projeto devido às suas características de eficiência e confiabilidade. Os principais parâmetros do gerador, como indutância, resistência e fluxo do ímã, estão detalhados na Tabela 3.2.

Parâmetro	Valor	Descrição
A	56,25 m <sup>2</sup>	Área varrida
N	3	Número de pás da turbina
R	3,75 m	Raio da turbina
h	7,5 m	Altura da pá
c	0,53 m	Comprimento da corda
m1	320 kg	Massa das pás da turbina
m2	1100 kg	Massa do rotor da turbina
ct	0,02	Coefficiente de arrasto
cn	0,45	Coefficiente de sustentação
w	2,95 rad/s	Velocidade nominal da turbina
$\lambda$	2,8125	Tip speed ratio (razão de velocidade)

**Tabela 3.1** – Dados da Turbina Darrieus Tipo H

Parâmetro	Valor	Descrição
L	0,01347 H	Indutância do estator
Rs	0,67 $\Omega$	Resistência do estator
p	12	Número de polos
Jg	10 kg.m <sup>2</sup>	Momento de inércia do gerador
B	0,19248333 N.m.s	Coefficiente de atrito
Flux	2,39 Wb	Fluxo do ímã
kisi	1	Coefficiente de amortecimento
wbig	6283,1852 rad/s	Banda passante do PI do gerador

**Tabela 3.2** – Dados do Gerador Síncrono de Ímã Permanente

### 3.1.3 Procedimento de Modelagem da Turbina Darrieus Tipo H

A modelagem da turbina Darrieus tipo H foi realizada no ambiente Simulink, onde foi utilizado uma série de blocos interconectados para representar as diferentes etapas da conversão de energia, conforme é apresentado na Figura 3.2. O ponto de partida foi a simulação do vento, que alimenta o modelo da turbina eólica.

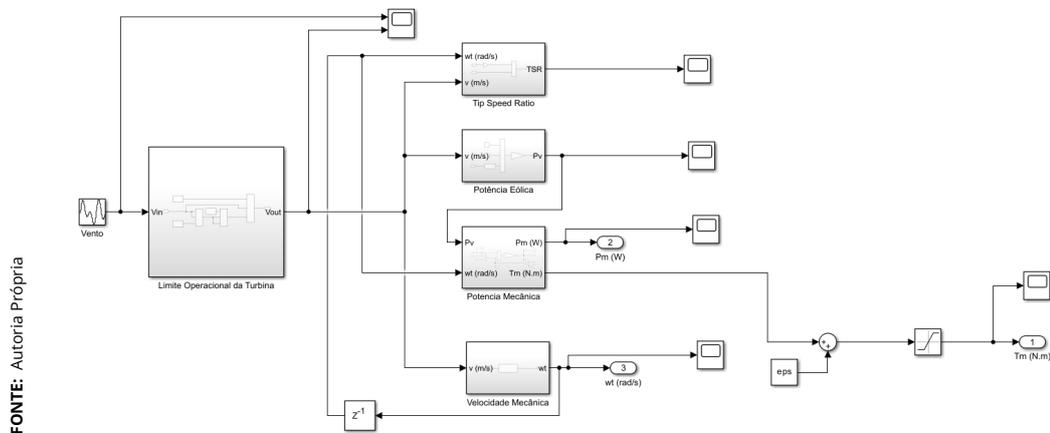


Figura 3.2 – Diagrama do Bloco da Turbina Darrieus.

O modelo da turbina eólica é o componente principal da simulação, responsável por converter a energia cinética do vento em energia mecânica. Esse processo é representado por um conjunto de blocos que calculam a potência e o torque gerados pela turbina.

#### 3.1.3.1 Modelagem do Vento

A primeira etapa do trabalho consistiu em criar um sinal que simula o comportamento do vento ao longo do tempo. Esse sinal representa a variação da velocidade do vento, que é a entrada principal do sistema. Para isso, foi utilizado um modelo que simula mudanças na velocidade do vento em intervalos específicos, permitindo que o sistema reaja a condições mais próximas da realidade, onde o vento não é constante.

O sinal foi construído a partir de uma série de etapas (*steps*), que definem como a velocidade do vento muda em diferentes momentos. Por exemplo:

- ▶ No início da simulação (0 segundos), a velocidade do vento é 0 m/s.
- ▶ Após 4 segundos, a velocidade aumenta para 3 m/s.
- ▶ Em 20 segundos, há um novo aumento, desta vez para 20 m/s adicionais.

Essa variação gradual permite simular situações reais, em que a velocidade do vento não é fixa, mas oscila ao longo do tempo. Para complementar essa explicação, a Figura 3.3 ilustra o modelo de vento implementado no Simulink. A figura mostra conceitos importantes, como:

- ▶  $V_{cut-in}$ : a velocidade mínima necessária para que a turbina comece a gerar energia.
- ▶  $V_n$ : a velocidade nominal, que é a velocidade ideal de operação da turbina.
- ▶  $V_{cut-out}$ : a velocidade máxima que a turbina suporta antes de ser desligada por segurança.

Essa abordagem garante que a simulação seja mais realista, capturando as flutuações naturais do vento e permitindo uma análise mais precisa do comportamento da turbina. Além disso, o uso de etapas (*steps*) facilita a compreensão de como o sistema responde a mudanças bruscas ou graduais na velocidade do vento, o que é essencial para avaliar a eficiência e a estabilidade do controle fuzzy aplicado ao gerador síncrono de ímã permanente.

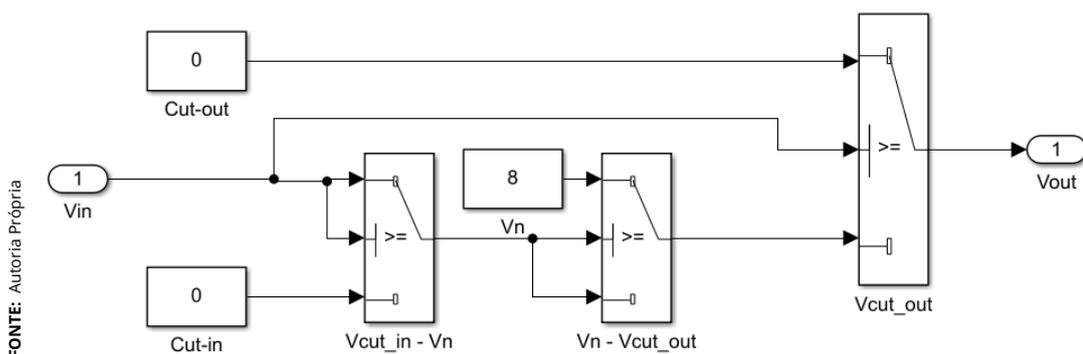


Figura 3.3 – Modelo Do Comportamento Do Vento Implementado no Simulink

### 3.1.3.2 Cálculo do Tip Speed Ratio (TSR)

Um dos blocos desenvolvidos no modelo foi responsável por calcular o *Tip Speed Ratio (TSR)*, um parâmetro adimensional essencial para o estudo de turbinas eólicas. O TSR representa a relação entre a velocidade da ponta das pás da turbina e a velocidade do vento que incide sobre ela. Matematicamente, ele é expresso pela seguinte fórmula:

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega_t}{v} \quad (3.1)$$

Onde:

- ▶  $\lambda$  é o TSR,
- ▶  $R$  é o raio das pás da turbina,
- ▶  $\omega_t$  é a velocidade angular das pás (em radianos por segundo),
- ▶  $v$  é a velocidade do vento.

A Figura 3.4 ilustra o diagrama do bloco de cálculo do TSR implementado no Simulink. Esse bloco foi projetado para receber como entrada a velocidade angular das pás ( $\omega$ ) e a velocidade do vento ( $v$ ), calculando o TSR em tempo real durante a simulação.

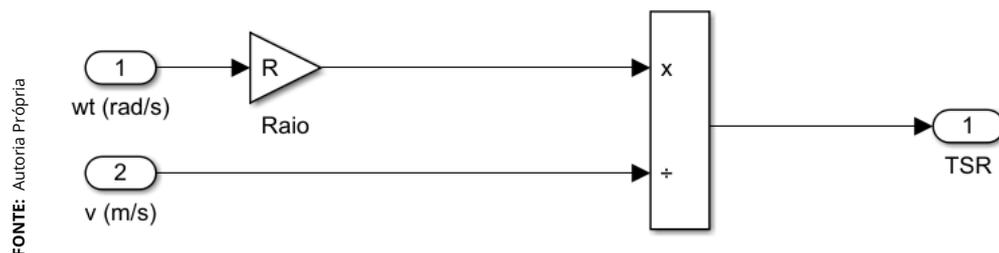


Figura 3.4 – Diagrama do Bloco de Cálculo do TSR

O cálculo do TSR é fundamental para avaliar o desempenho da turbina sob diferentes condições de vento. Ele permite ajustar parâmetros como o ângulo de ataque das pás e a velocidade de rotação, otimizando a conversão de energia cinética do vento em energia mecânica. Além disso, o TSR serve como base para analisar a eficiência da turbina e identificar possíveis melhorias no sistema.

### 3.1.3.3 Cálculo da Potência Eólica

Outro bloco importante do modelo, representado na Figura 3.5, é responsável por calcular a **potência eólica** ( $P_v$ ) disponível no vento. Essa potência é a base para a geração de energia pela turbina eólica e é calculada a partir de parâmetros como a área do rotor ( $A$ ), a densidade do ar ( $\rho$ ) e o cubo da velocidade do vento ( $v$ ). Esses valores são combinados e ajustados por um fator de  $\frac{1}{2}$  e pelo coeficiente de potência ( $C_p$ ), evidenciado na equação como 0,593, resultando na equação 3.2.

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot A \cdot 0,593 \cdot \rho \cdot v^3 \quad (3.2)$$

Onde:

- ▶  $P_v$  é a potência eólica,
- ▶  $A$  é a área do rotor,
- ▶  $\rho$  é a densidade do ar,
- ▶  $v$  é a velocidade do vento.

A Figura 3.5 ilustra o diagrama do bloco de cálculo da potência eólica implementado no Simulink. Esse bloco recebe como entrada a velocidade do vento ( $v$ ) e outros parâmetros, como a área do rotor e a densidade do ar, e calcula a potência eólica em tempo real.

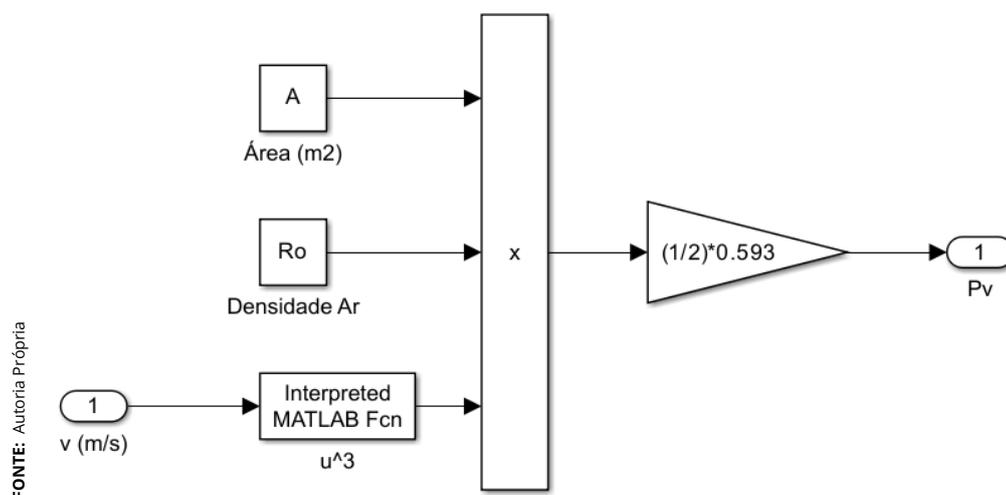


Figura 3.5 – Diagrama do Bloco de Cálculo da Potência Eólica.

A equação mostra que a potência do vento depende diretamente do cubo da velocidade do vento ( $v^3$ ). Isso significa que pequenas variações na velocidade do vento podem resultar em grandes mudanças na energia disponível, destacando a importância de um controle preciso para maximizar a eficiência da turbina.

### 3.1.3.4 Cálculo da Potência Mecânica

Com base nas informações da velocidade do vento, TSR (Tip Speed Ratio), potência eólica e velocidade angular, foi desenvolvido um bloco responsável por calcular o **torque mecânico ( $T_m$ )** e a **potência mecânica ( $P_m$ )** gerados pela turbina eólica. Esse bloco, ilustrado na Figura 3.6, utiliza as seguintes equações para realizar os cálculos:

#### 1. Torque mecânico ( $T_m$ ):

$$T_m = \frac{\pi \cdot \rho \cdot R^5 \cdot \omega_t^2}{2 \cdot \lambda^3} \quad (3.3)$$

Onde:

- ▶  $T_m$  é o torque mecânico,
- ▶  $\omega$  é a velocidade angular,
- ▶  $\lambda$  é o TSR (Tip Speed Ratio).

#### 2. Potência mecânica ( $P_m$ ):

$$P_m = T_m \cdot \omega_t \quad (3.4)$$

Onde:

- ▶  $P_m$  é a potência mecânica,
- ▶  $T_m$  é o torque mecânico,
- ▶  $\omega$  é a velocidade angular.

O bloco foi projetado de forma modular, com cada parâmetro da equação

sendo calculado ou fornecido como entrada. Por exemplo:

- ▶ A densidade do ar ( $\rho$ ) e o raio do rotor ( $R$ ) são valores constantes.
- ▶ A velocidade angular ( $\omega$ ) e o TSR ( $\lambda$ ) são dinâmicos, variando de acordo com as condições do vento e da operação da turbina.

Um aspecto importante do bloco é a proteção contra valores muito baixos de  $\lambda$ , que podem levar a divisões por zero na equação do torque. Para evitar esse problema, o bloco inclui uma limitação que garante um valor mínimo de  $\lambda$ , assegurando a estabilidade do modelo.

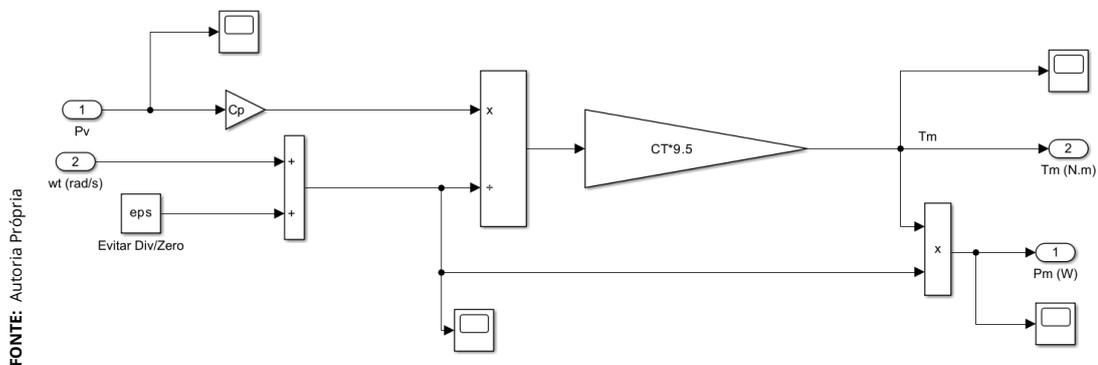


Figura 3.6 – Diagrama do Bloco de Cálculo da Potência Mecânica.

Esse bloco é essencial para simular o comportamento da turbina eólica, permitindo a análise do torque e da potência mecânica gerados em diferentes condições de vento e operação.

### 3.1.3.5 Velocidade Angular

O bloco apresentado na Figura 3.7, representa um modelo da dinâmica da turbina eólica, calculando a velocidade angular ( $\omega$ ) em resposta à velocidade do vento ( $v$ ). Ele utiliza uma função de transferência para representar a relação entre essas duas grandezas, considerando a inércia e o amortecimento do sistema.

A equação que descreve a relação entre a velocidade angular ( $\omega$ ) e a velocidade do vento ( $v$ ) neste bloco é:

$$\omega = \frac{K}{\tau \cdot s + 1} v \quad (3.5)$$

FONTE: Autoria Própria

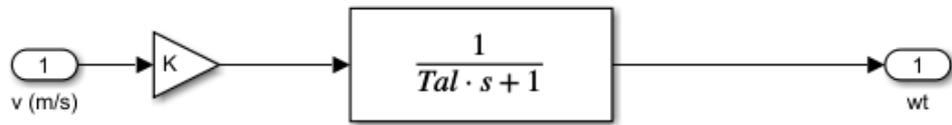
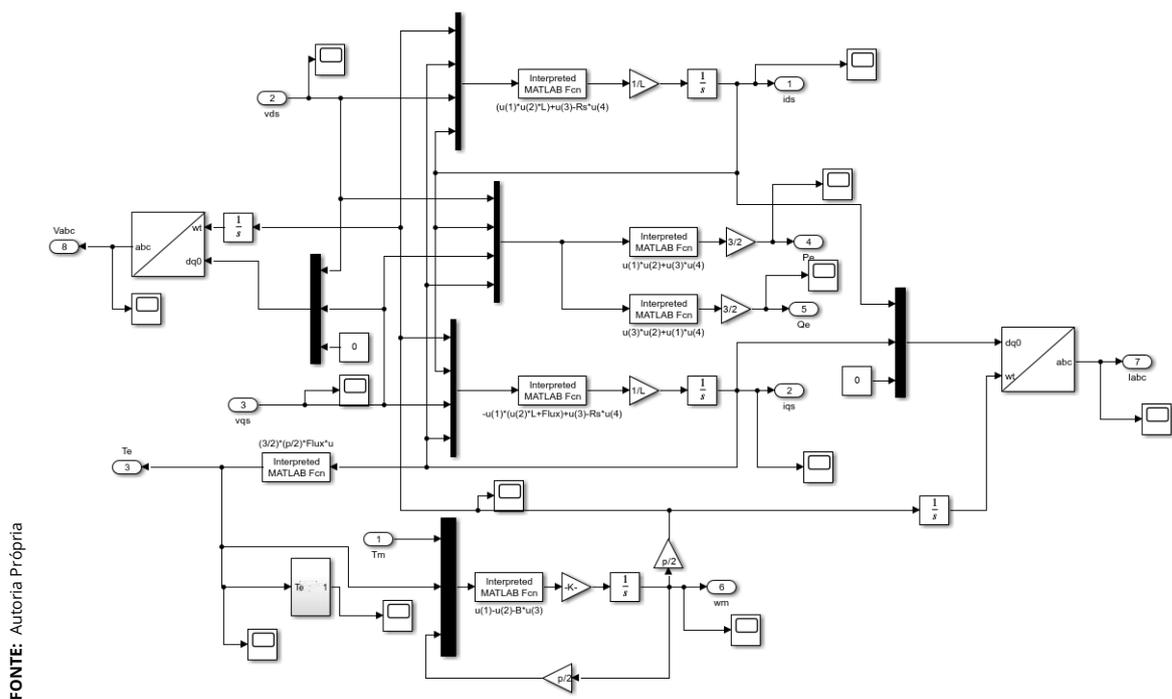


Figura 3.7 – Diagrama do Bloco de Cálculo da Velocidade Angular.

Os blocos do modelo da turbina estão interligados, com a saída de um bloco servindo como entrada para os próximos. Essa interconexão permite que a simulação represente o fluxo de energia desde a captura do vento até a geração de energia mecânica.

### 3.1.4 Procedimentos Para Modelagem do Sistema de Geração Com GSIP

Para construção do modelo do GSIP no Simulink, foram utilizados dois blocos principais: um para o gerador em si e outro para o sistema de controle. No primeiro bloco (Figura 3.8), foram calculadas as correntes ( $i_d$  e  $i_q$ ) e também a potência ( $P_e$ ) e o torque elétrico ( $T_e$ ).



FONTE: Autoria Própria

Figura 3.8 – Modelo do Gerador Sincrono de Imã Permanente no Simulink

### 3.1.4.1 Cálculo das Correntes $i_d$ e $i_q$

No desenvolvimento do modelo do **GSIP**, as equações diferenciais que descrevem o comportamento das correntes  $i_d$  e  $i_q$  foram implementadas no Simulink, conforme mostra as equações 3.6 e 3.7.

$$\frac{d(i_d)}{dt} = \frac{-R_s I_d}{L_d} + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{V_d}{L_d} \quad (3.6)$$

$$\frac{d(i_q)}{dt} = -\frac{R_s I_q}{L_q} - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{V_q}{L_q} - \frac{\psi_{pm} \omega_e}{L_q} \quad (3.7)$$

O bloco responsável pelo cálculo da derivada da corrente  $i_d$  (Figura 3.9) recebe como entrada as variáveis de estado do sistema, como a velocidade angular ( $\omega_e$ ) e as tensões  $V_d$  e  $V_q$ , e processa essas entradas conforme a equação diferencial correspondente. Da mesma forma, o bloco para a corrente  $i_q$  (Figura 3.10) segue a mesma lógica, mas com as variáveis específicas do eixo  $q$ .

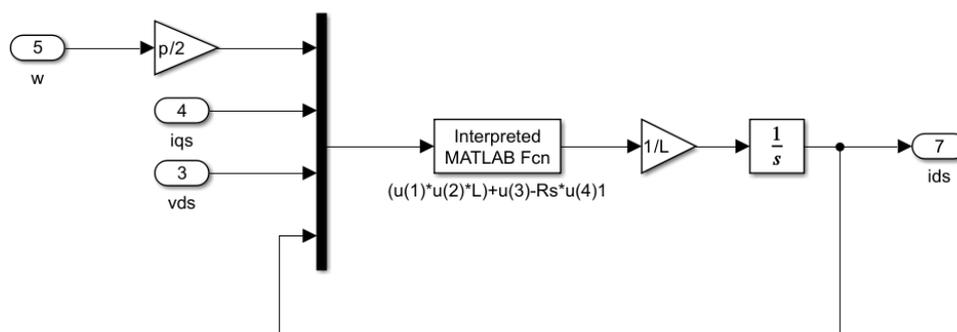


Figura 3.9 – Bloco de cálculo da corrente  $i_d$  no Simulink.

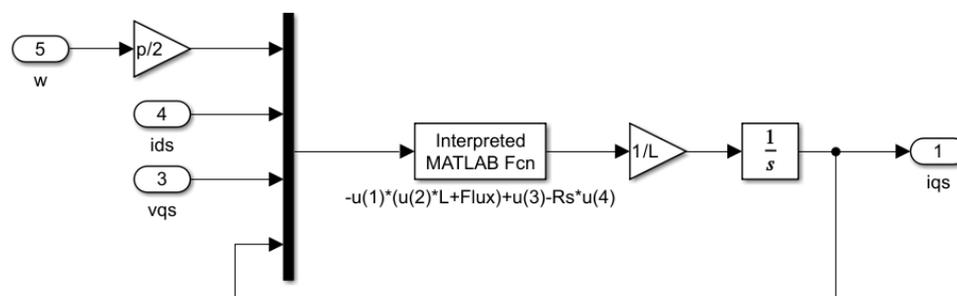


Figura 3.10 – Bloco de cálculo da corrente  $i_q$  no Simulink.

### 3.1.5 Cálculo da Potência e do Torque Elétrico no GSIP

No modelo desenvolvido para o GSIP, a potência elétrica ( $P_e$ ) e o torque elétrico ( $T_e$ ) foram calculados utilizando equações 3.8 e 3.9.

$$P_e = \frac{3}{2} (V_d I_d + V_q I_q) \quad (3.8)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{P}{\lambda} I_q \quad (3.9)$$

A Figura 3.11 ilustra o bloco responsável pelo cálculo da potência elétrica ( $P_e$ ). Esse bloco recebe como entrada as tensões  $V_d$  e  $V_q$  e as correntes  $I_d$  e  $I_q$ , processando-as conforme a equação 3.8. O resultado é a potência elétrica instantânea gerada pelo GSIP.

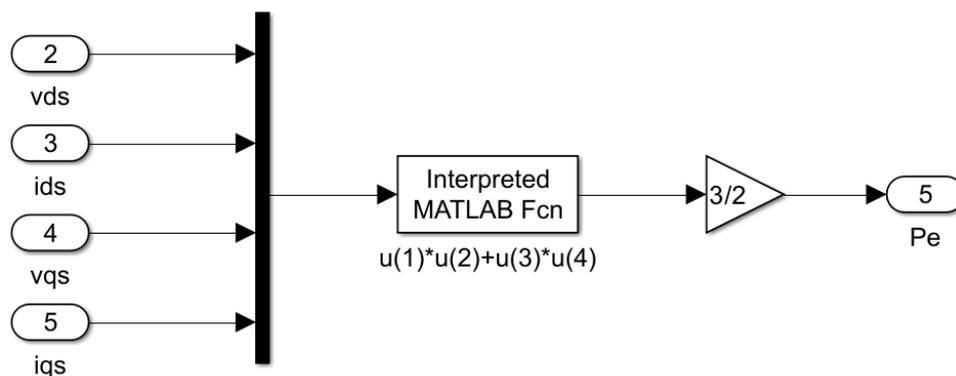


Figura 3.11 – Bloco de cálculo da potência elétrica ( $P_e$ ) no Simulink.

Já o torque elétrico ( $T_e$ ) foi calculado utilizando o bloco mostrado na Figura 3.12. Esse bloco recebe como entrada a corrente  $I_q$  e o fluxo magnético permanente ( $\lambda$ ), aplicando a equação 3.9 para determinar o torque gerado pela máquina.

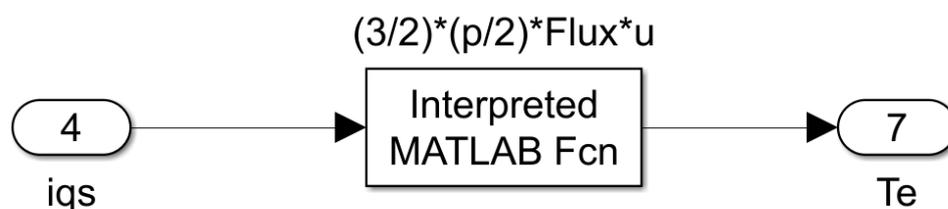
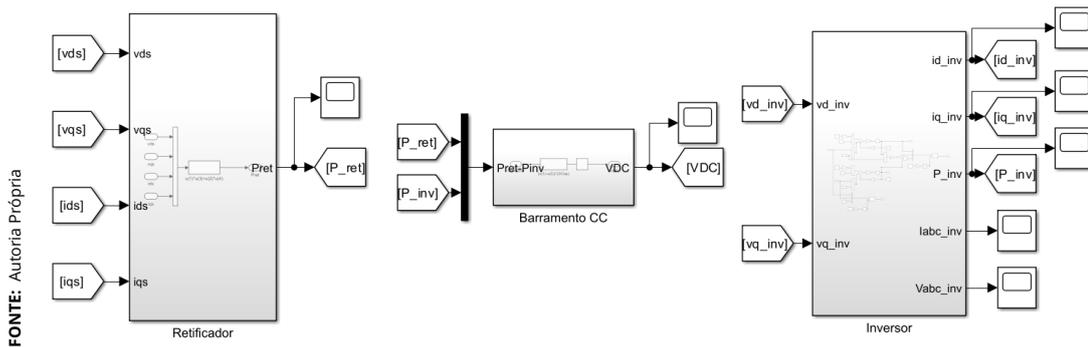


Figura 3.12 – Bloco de cálculo do torque elétrico ( $T_e$ ) no Simulink.

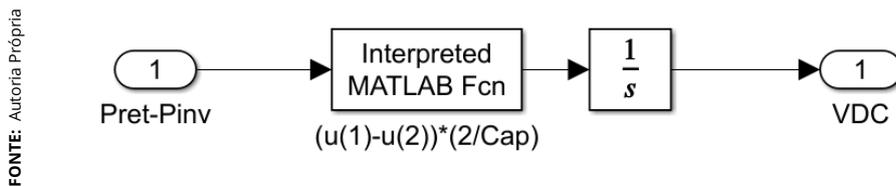
### 3.1.6 Modelagem do Conversor

Para que o aerogerador funcione de forma integrada com a rede elétrica, é necessário garantir que a energia gerada seja adequadamente convertida e transferida. O conjunto de blocos mostrado na Figura 3.13 desempenha essa função, conectando a turbina eólica à rede elétrica por meio de um sistema de conversão de energia.



**Figura 3.13** – Modelo do Conversor de Energia Implementado no Simulink

Um dos componentes centrais do sistema é o barramento CC, ilustrado na Figura 3.14. A tensão no capacitor do barramento CC varia de acordo com a diferença entre a potência que entra (pelo retificador) e a potência que sai (pelo inversor). Essa relação é descrita pela equação 3.10.



**Figura 3.14** – Modelo do Barramento CC Implementado no Simulink

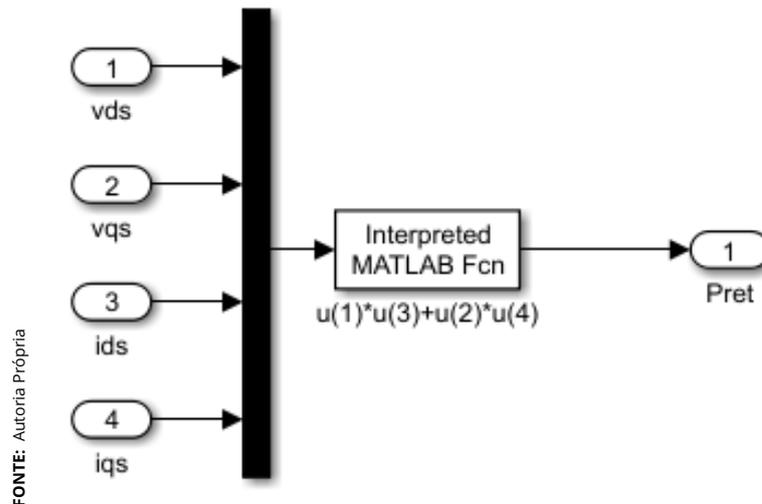
$$V_c^2 = (P_{ret} - P_{inv}) \cdot \frac{2}{C}, \quad (3.10)$$

onde:  $V_c$  é a tensão no capacitor,  $P_{ret}$  é a potência do retificador,  $P_{inv}$  é a potência do inversor,  $C$  é a capacitância do barramento CC.

Para calcular  $P_{ret}$  e  $P_{inv}$ , é necessário modelar separadamente o retificador e o inversor. O retificador é responsável por converter a corrente alternada (CA) do gerador em corrente contínua (CC). Sua potência ( $P_{ret}$ ) é calculada a partir das tensões e correntes do gerador, conforme mostrado na equação 3.11.

$$P_{ret} = V_d(gerador) \cdot I_d(gerador) + V_q(gerador) \cdot I_q(gerador). \quad (3.11)$$

A Figura 3.15 mostra o conjunto de blocos implementados no Simulink para calcular essa potência. O valor de  $P_{ret}$  serve como entrada para o bloco de controle de tensão do capacitor, que utiliza como referência a frequência da rede elétrica.



**Figura 3.15** – Modelo do Retificador Implementado no Simulink

Após a conversão para corrente contínua, o inversor transforma a energia de volta em corrente alternada, adequando-a às características da rede elétrica. A modelagem das correntes  $i_d$  e  $i_q$  no inversor é ilustrada na Figura 3.16, e suas equações são descritas por:

$$I_d(S) = \frac{-L\omega I_q(S) + V_d(S) - U_d(S)}{LS + R} \quad (3.12)$$

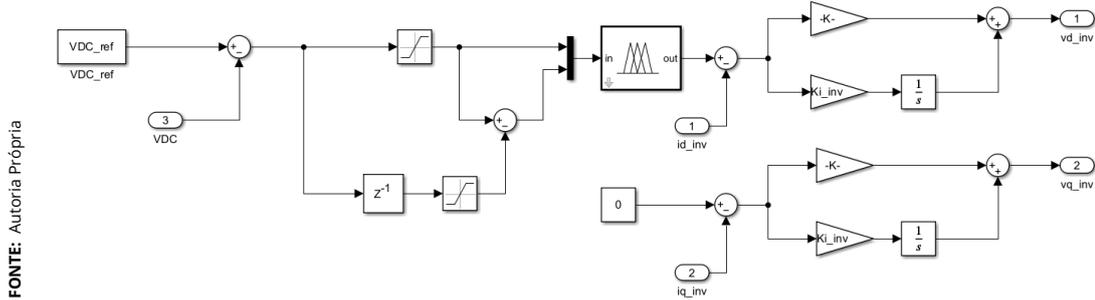
$$I_q(S) = \frac{+L\omega I_d(S) + V_q(S) - U_q(S)}{LS + R} \quad (3.13)$$

Além disso, a potência do inversor ( $P_{inv}$ ) é calculada considerando que a tensão do inversor é equivalente à tensão da rede. A equação 3.14 descreve esse cálculo:

$$P_{inv} = U_d(Rede) \cdot I_d(Inversor). \quad (3.14)$$

O funcionamento do conversor como um todo depende da interação entre o





**Figura 3.17** – Modelo do Controlador Do Inversor Implementado no Simulink

que ajustam  $V_d$  e  $V_q$  com base nas referências de corrente  $i_{dref}$  e  $i_{qref}$ . A corrente  $i_q$  é fornecida diretamente pelo bloco do inversor, enquanto a corrente  $i_d$  é controlada pela malha de controle correspondente. As equações que descrevem o controle das tensões são:

$$V_d = K_p \cdot (i_{dref} - i_d) + K_i \cdot \int (i_{dref} - i_d) dt \quad (3.15)$$

$$V_q = K_p \cdot (i_{qref} - i_q) + K_i \cdot \int (i_{qref} - i_q) dt \quad (3.16)$$

onde:  $K_p$  e  $K_i$  são os ganhos proporcional e integral do controlador PI,  $i_{dref}$  e  $i_{qref}$  são as referências de corrente,  $i_d$  e  $i_q$  são as correntes medidas.

As malhas de controle descritas acima são integradas para garantir o funcionamento coordenado do GSIP. A corrente  $i_q$  é fornecida diretamente pelo bloco do inversor, conforme foi detalhado anteriormente. O controlador fuzzy, que será abordado em uma seção futura, faz parte desse sistema de controle, contribuindo para a otimização do desempenho do gerador. A integração dessas malhas de controle permite que o GSIP opere de forma eficiente e estável, mesmo em condições variáveis de vento e demanda da rede.

## 3.2 Procedimentos Para Modelagem Do Controlador Fuzzy

O controlador foi projetado para ajustar a corrente  $i_d$  com base em duas entradas principais: o "erro" e o "delta erro". As funções de pertinência dessas variáveis, bem como da saída  $i_d$ , foram cuidadosamente definidas para garantir um

controle preciso e adaptativo. Antes de descrever as funções de pertinência, é importante apresentar os conjuntos fuzzy utilizados para mapear as variáveis de entrada e saída. Esses conjuntos representam categorias linguísticas que permitem ao controlador avaliar as entradas e tomar decisões de forma suave e contínua. Os conjuntos fuzzy adotados incluem **Negativo Grande (NG)**, **Negativo Médio (NM)**, **Negativo Pequeno (NP)**, **Zero (ZE)**, **Positivo Pequeno (PP)**, **Positivo Médio (PM)** e **Positivo Grande (PG)**. Esses conjuntos são aplicados tanto às entradas quanto à saída do controlador, garantindo uma avaliação granular e adaptativa do sistema.

### 3.2.1 Funções de Pertinência das Entradas e Saída

O 'erro' representa a diferença entre o valor desejado e o valor medido da tensão de referência  $VDC_{ref}$ . No contexto do controlador fuzzy, essa entrada foi mapeada em sete conjuntos fuzzy, como mostra a Figura 3.18. Esses conjuntos cobrem um intervalo de -725 a 725, permitindo que o controlador avalie o erro de forma detalhada, identificando tanto desvios grandes quanto pequenos.

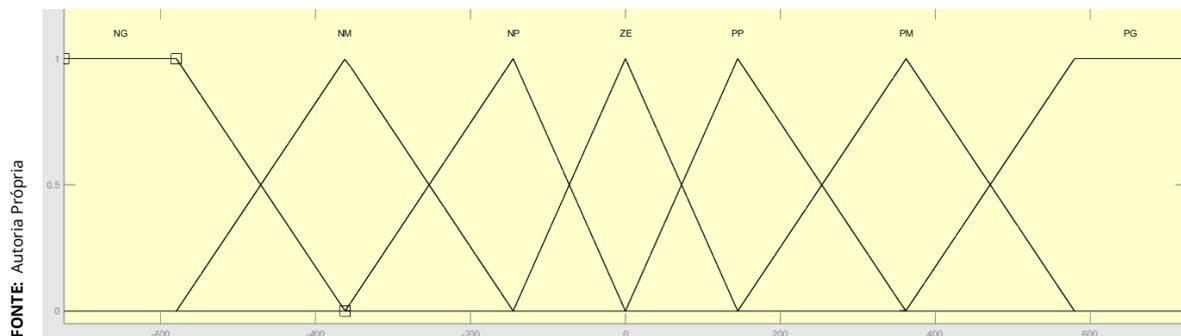
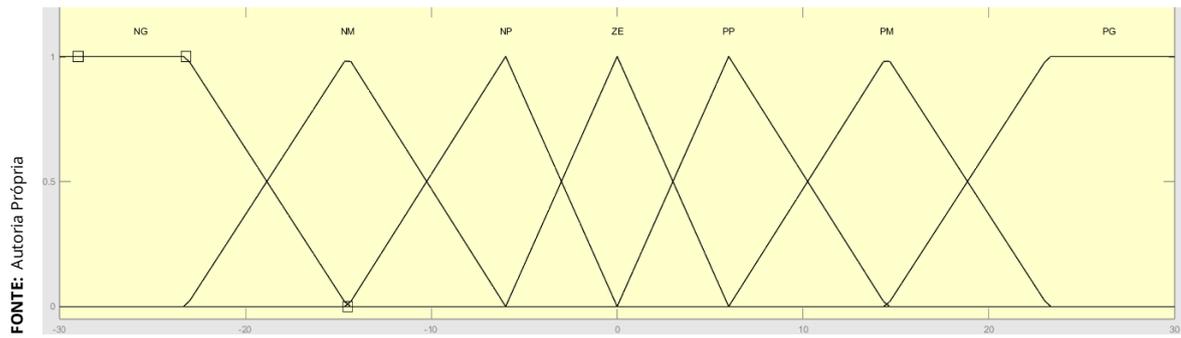


Figura 3.18 – Gráfico Das Funções De Pertinência Da Entrada Erro.

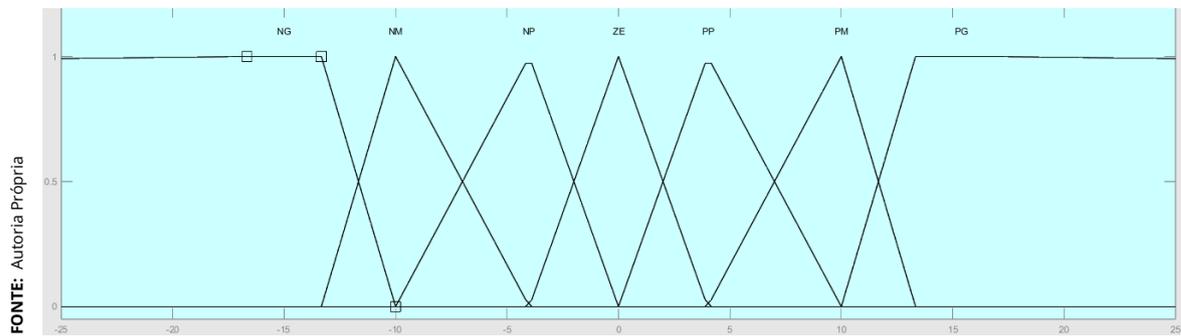
O 'delta erro' representa a taxa de variação do erro ao longo do tempo, ou seja, quão rápido o erro está aumentando ou diminuindo. As funções de pertinência para essa entrada são mostradas na Figura 3.19. Elas cobrem um intervalo de -30 a 30 e são essenciais para que o controlador possa prever tendências e ajustar a corrente  $i_d$  de forma proativa.

A saída do controlador fuzzy é a corrente  $i_d$ , que é ajustada com base nas entradas "erro" e "delta erro". As funções de pertinência para  $i_d$  são mostradas na Figura 3.20. Elas cobrem um intervalo de -25 a 25 e garantem que a corrente seja controlada de forma suave e precisa.

As funções de pertinência das entradas e da saída foram definidas de forma



**Figura 3.19** – Gráfico Das Funções De Pertinência Da Entrada Delta Erro.



**Figura 3.20** – Gráfico Das Funções De Pertinência Da Saída  $i_d$ .

a cobrir todos os possíveis cenários de operação do sistema. O "erro" permite avaliar o desvio atual, enquanto o 'delta erro' fornece informações sobre a tendência desse desvio. Juntas, essas entradas permitem que o controlador ajuste a corrente  $i_d$  de forma adaptativa, mantendo o sistema estável e eficiente. A modelagem do controlador fuzzy envolveu a definição cuidadosa das funções de pertinência para as variáveis de entrada e saída. Essas funções permitem que o controlador avalie o estado do sistema de forma granular e ajuste a corrente  $i_d$  de maneira suave e precisa.

### 3.2.2 Regras Fuzzy

As regras fuzzy são o coração do controlador fuzzy, pois definem como o sistema deve reagir às combinações das entradas 'erro' e 'delta erro' para gerar a saída desejada, que é a corrente  $i_d$ . Essas regras são formuladas com base no comportamento do sistema e permitem que o controlador tome decisões de forma inteligente e adaptativa. Cada regra fuzzy é composta por uma condição (antecedente) e uma ação (consequente). O antecedente combina os conjuntos fuzzy das entradas, enquanto o consequente define o conjunto fuzzy da saída. Por exemplo, uma regra pode ser expressa da seguinte forma:

SE o erro for **Negativo Grande (NG)** E o  $\Delta$  erro for **Positivo Pequeno (PP)**, ENTÃO a corrente  $i_d$  deve ser **Negativo Médio (NM)**.

Essas regras são avaliadas simultaneamente, e o controlador combina os resultados para gerar uma saída precisa e suave. A lógica fuzzy permite que o sistema lide com incertezas e imprecisões, tornando-o robusto e eficiente em diferentes cenários de operação.

As regras empregadas neste controlador foram cuidadosamente definidas para cobrir todas as possíveis combinações das entradas e garantir um controle eficaz. Essas regras podem ser encontradas na Tabela 3.3, que apresenta a matriz de regras fuzzy utilizada no sistema. A tabela mostra como cada combinação de 'erro' e 'delta erro' é mapeada para uma ação específica na saída  $i_d$ .

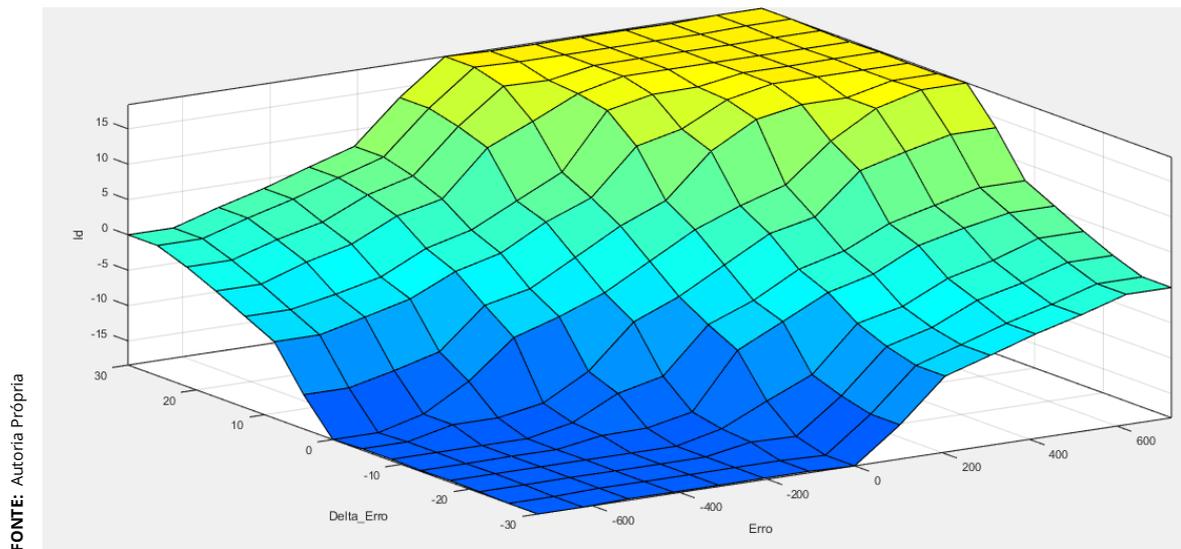
<b>e/<math>\Delta</math>e</b>	<i>NG</i>	<i>NM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>	<i>PM</i>	<i>PG</i>
<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>
<i>NM</i>	<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>
<i>NP</i>	<i>NG</i>	<i>NG</i>	<i>NM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>	<i>PM</i>
<i>ZE</i>	<i>NG</i>	<i>NM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>	<i>PM</i>	<i>PG</i>
<i>PP</i>	<i>NM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>	<i>PM</i>	<i>PG</i>	<i>PG</i>
<i>PM</i>	<i>NP</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>	<i>PM</i>	<i>PG</i>	<i>PG</i>	<i>PG</i>
<i>PG</i>	<i>ZE</i>	<i>PP</i>	<i>PM</i>	<i>PG</i>	<i>PG</i>	<i>PG</i>	<i>PG</i>

**Tabela 3.3** – Matriz de regras fuzzy para o controlador, relacionando as entradas "erro" e "delta erro" com a saída.

### 3.2.3 Superfície de Controle Fuzzy

A superfície de controle fuzzy é uma representação gráfica que ilustra como as entradas Erro e Delta Erro são mapeadas para a saída  $i_d$  com base nas regras fuzzy definidas. Essa superfície é gerada a partir da combinação das funções de pertinência das entradas e da aplicação das regras fuzzy, resultando em uma visualização tridimensional que mostra a relação entre as variáveis de forma contínua e suave.

Cada ponto na superfície corresponde a um valor específico de  $i_d$  calculado pelo controlador fuzzy para uma determinada combinação de 'Erro' e 'Delta Erro'. A forma da superfície reflete a lógica das regras fuzzy aplicadas, mostrando como o controlador ajusta a saída de forma adaptativa em resposta às entradas. A super-



**Figura 3.21** – Superfície Da Regras Fuzzy Aplicadas A Saida  $I_d$

fície de controle é diretamente influenciada pelas regras fuzzy definidas na Tabela 3.3. Cada regra contribui para a forma da superfície, e a combinação de todas as regras resulta no comportamento global do controlador. A imagem da superfície (Figura 3.21), portanto, serve como uma validação visual das regras aplicadas, confirmando que o controlador está operando conforme o esperado.

# Capítulo 4

## Resultados

### 4.1 Análise Dos Resultados de Simulação

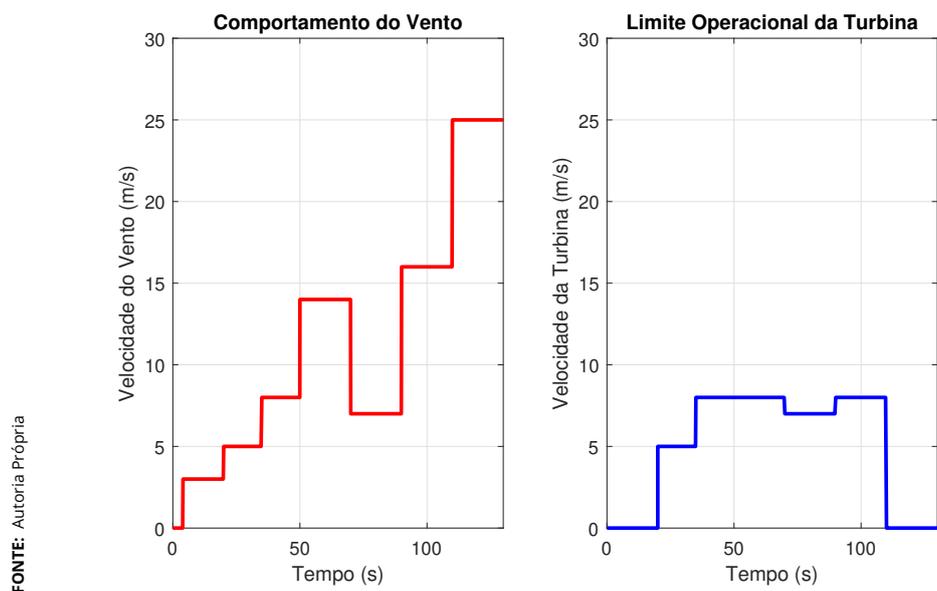
Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da simulação e análise do sistema eólico, com foco no desempenho do gerador síncrono de ímã permanente, do inversor e dos demais componentes do sistema. Foram avaliados parâmetros como potência ativa e reativa, tensão e corrente trifásicas, velocidade angular, torque elétrico e o comportamento do barramento CC, entre outros.

#### 4.1.1 Análise Da Turbina Darrieus Tipo H

##### 4.1.1.1 Comportamento do Vento

No capítulo anterior, falamos sobre como o vento foi modelado pra simular seu comportamento ao longo do tempo. A Figura 4.1 mostra isso de forma clara, apresentando não só a variação da velocidade do vento, mas também como a turbina eólica reage a essas mudanças.

Como dá pra ver na figura, depois de 20 segundos o vento aumentou pra 5 m/s. A turbina tem um  $cut_{in}$  de 3,5 m/s, então quando o vento passa desse valor, ela começa a funcionar. Depois, aos 35 segundos, o vento sobe pra 8 m/s, que é quando a turbina atinge seu valor nominal de rotação, ou seja, está funcionando com seu valor nominal. Já em 110 segundos, a velocidade do vento chega a 25 m/s, atingindo o  $cut_{out}$ . Isso faz a turbina parar de funcionar pra evitar danos, já que ventos muito fortes podem levar riscos as partes mecânicas da maquina.

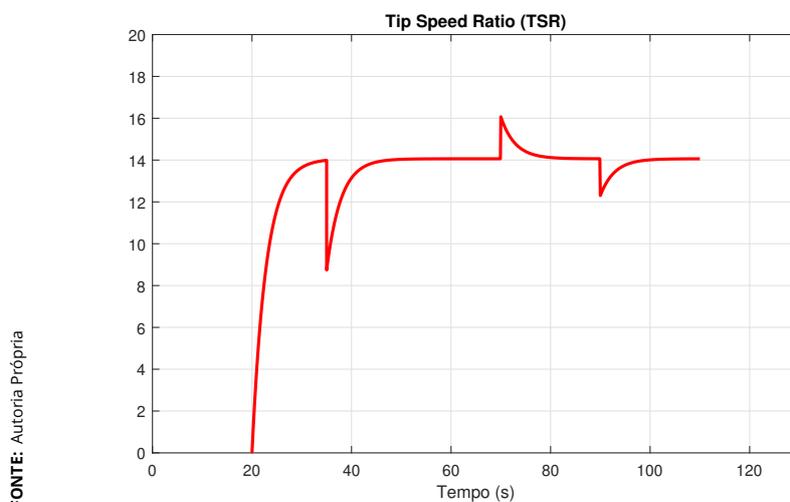


FONTE: Autoria Própria

**Figura 4.1** – Comportamento da velocidade do vento ao longo do tempo e resposta da turbina eólica.

### 4.1.1.2 Tip Speed Ratio

A Figura 4.2 mostra como o Tip Speed Ratio (TSR) muda ao longo do tempo. Dá pra ver que, na maior parte do tempo, ele fica numa faixa estável, só com algumas pequenas variações que acontecem por conta das mudanças na velocidade do vento. Em alguns momentos, aparecem picos ou quedas mais bruscas, que são ligados a ventos mais fortes e aos ajustes que a turbina faz pra continuar operando bem.



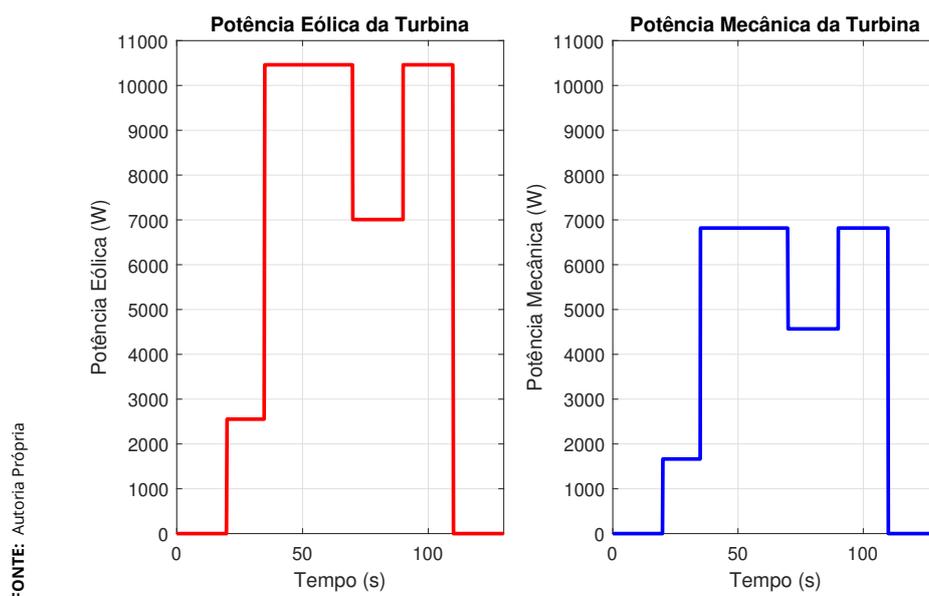
FONTE: Autoria Própria

**Figura 4.2** – Variação do Tip Speed Ratio (TSR) ao longo do tempo.

### 4.1.1.3 Potência Eólica e Mecânica

A Figura 4.3 compara a potência eólica disponível com a potência mecânica gerada pela turbina ao longo do tempo. Dá pra ver que a potência mecânica é sempre menor que a potência eólica, o que já era esperado por conta das perdas naturais no processo de conversão de energia. Essa diferença tem a ver com o limite de Betz, que define o máximo de energia que pode ser extraído do vento.

O gráfico da potência mecânica segue o mesmo padrão do gráfico da potência eólica. Quando o vento está em condições nominais, a potência eólica chega a 10,46 kW, enquanto a potência mecânica atinge cerca de 6,3 kW. Isso comprova o limite prático da máquina, que foi definido como 0,43. Além disso, nos momentos em que a potência eólica atinge picos, a diferença entre as duas curvas fica ainda mais clara, mostrando como esse limite influencia a conversão de energia.



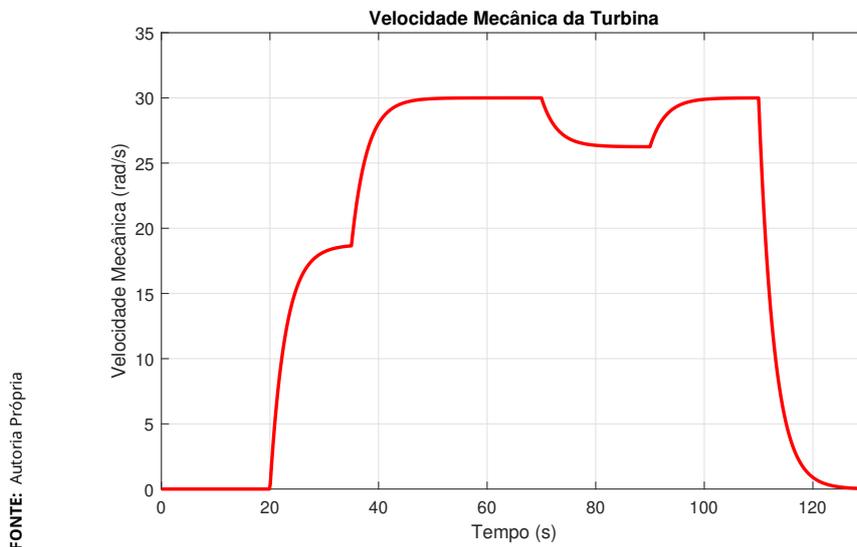
FONTE: Autoria Própria

**Figura 4.3** – Comparação entre a potência eólica disponível e a potência mecânica gerada pela turbina ao longo do tempo

### 4.1.1.4 Velocidade Mecânica

A Figura 4.4 mostra como a velocidade mecânica da turbina varia ao longo do tempo. Dá pra notar que essa velocidade segue as mudanças na intensidade do vento, aumentando quando o vento fica mais forte e diminuindo quando ele enfraquece. A curva do gráfico mostra como a turbina se ajusta o tempo todo pra tentar manter um desempenho estável e eficiente.

Para tempos menores que 20 segundos, o vento ainda estava abaixo do  $cut_{in}$ , então a turbina estava parada, e por isso o gerador também não estava funcionando. Já quando o vento passou do  $cut_{out}$ , lá pelos 110 segundos, a turbina foi desligada pra evitar danos e garantir a segurança do sistema.



**Figura 4.4** – Variação da velocidade mecânica da turbina ao longo do tempo.

## 4.1.2 Análise dos Resultados do Gerador Síncrono de Ímã Permanente

### 4.1.2.1 Correntes $i_d$ e $i_q$ do Gerador Síncrono de Ímã Permanente

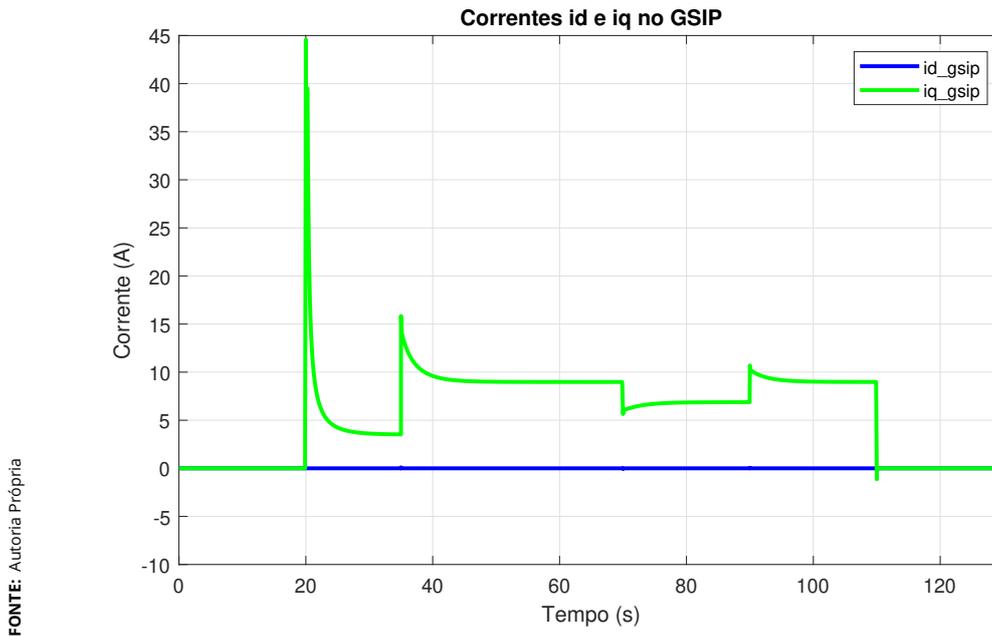
A Figura 4.5 mostra as correntes  $i_d$  e  $i_q$  do gerador síncrono de ímã permanente ao longo do tempo. Como esperado, a corrente  $i_d$  fica sempre perto de zero durante toda a operação, o que confirma que o controle orientado pelo campo tá funcionando corretamente, direcionando toda a energia pra geração de torque por meio da corrente  $i_q$ . Essa corrente, por outro lado, varia ao longo do tempo, refletindo as mudanças na velocidade do vento, o que já era esperado no funcionamento dinâmico da turbina.

Isso mostra a eficiência do controle vetorial. Em um controle vetorial, a componente  $i_d$  deve ser igual a zero, e a figura deixa bem claro que, independente da situação, a corrente  $i_d$  sempre se mantém zerada. Isso comprova a robustez do controle vetorial, que conseguiu manter a corrente  $i_d$  em zero pra qualquer valor de vento ao longo do tempo. Já a corrente  $i_q$  se comporta de forma diferente, sempre apresentando valores distintos de zero.

### 4.1.2.2 Torque Elétrico do Gerador Síncrono de Ímã Permanente

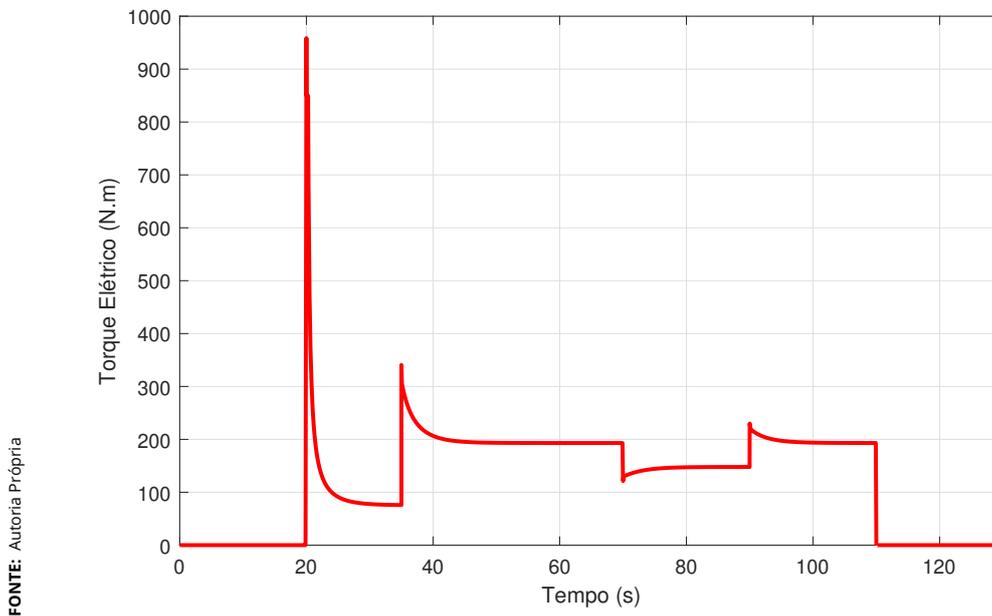
A Figura 4.6 mostra como o torque elétrico do gerador muda ao longo do tempo. Ele varia conforme as condições da turbina, aumentando quando o vento fica mais forte e diminuindo quando o vento enfraquece. No geral, a curva se mantém estável, com algumas flutuações normais que mostram como o sistema responde às mudanças e como ele é eficiente na conversão de energia mecânica em elétrica.

A corrente  $i_q$ , que aparece na Figura 4.5, é justamente a responsável pelo torque. Por isso, dá pra notar que o torque segue o mesmo comportamento dessa corrente, mantendo um formato de gráfico praticamente igual.



FONTE: Autoria Própria

**Figura 4.5** – Comportamento das correntes  $i_d$  e  $i_q$  do gerador síncrono de ímã permanente ao longo do tempo.



FONTE: Autoria Própria

**Figura 4.6** – Variação do torque elétrico do gerador síncrono de ímã permanente ao longo do tempo.

### 4.1.2.3 Potência Ativa e Reativa do Gerador Síncrono de Imã Permanente

A Figura 4.7 mostra o comportamento da potência ativa e reativa do gerador. A potência ativa (W), que é a energia útil convertida e entregue ao sistema, varia de acordo com a intensidade do vento. Já a potência reativa (Var) se mantém baixa, o que indica que o controle está sendo eficiente e ajudando na estabilidade da rede. Quando o vento está em condições nominais, a potência ativa chega a 5 kW, enquanto a potência reativa fica em torno de 230 Var.

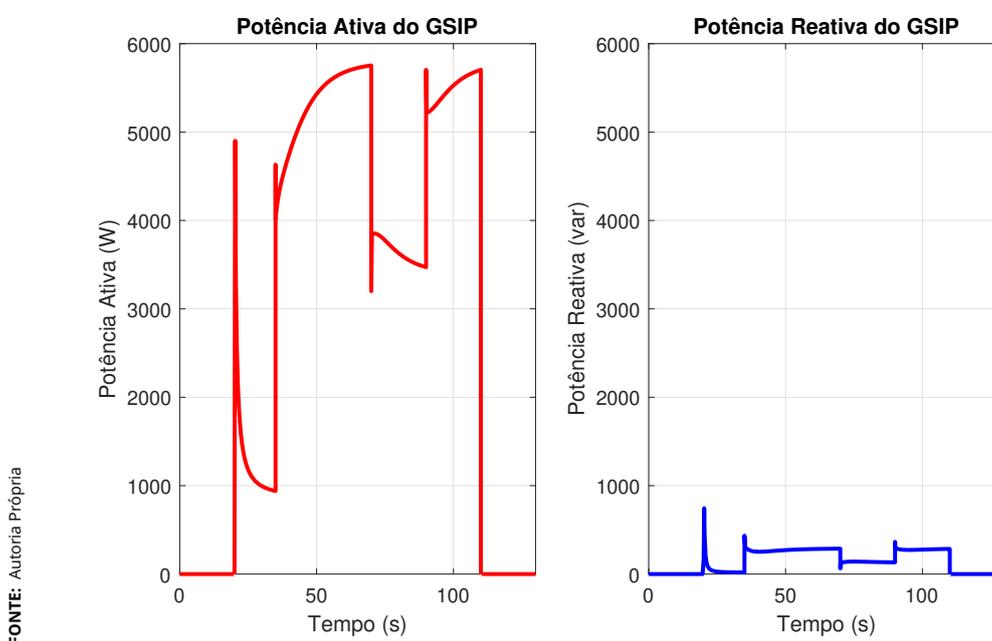


Figura 4.7 – Comparação entre a potência ativa e reativa gerada ao longo do tempo.

### 4.1.2.4 Tensão e Corrente do Gerador Síncrono de Imã Permanente

A Figura 4.8 mostra a tensão trifásica do gerador ao longo do tempo. O gráfico de cima mostra as dimensões das tensões variando dependendo da condição do vento, ou seja, a cada velocidade da máquina, a tensão também muda. Já o gráfico de baixo, mostra um trecho ampliado entre 40 s e 40,2 s, evidenciando a forma senoidal da tensão, o que confirma que o sistema tá operando de maneira eficiente.

De maneira similar, a Figura 4.9 mostra a corrente trifásica do gerador. No

#### 4.1. ANÁLISE DOS RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

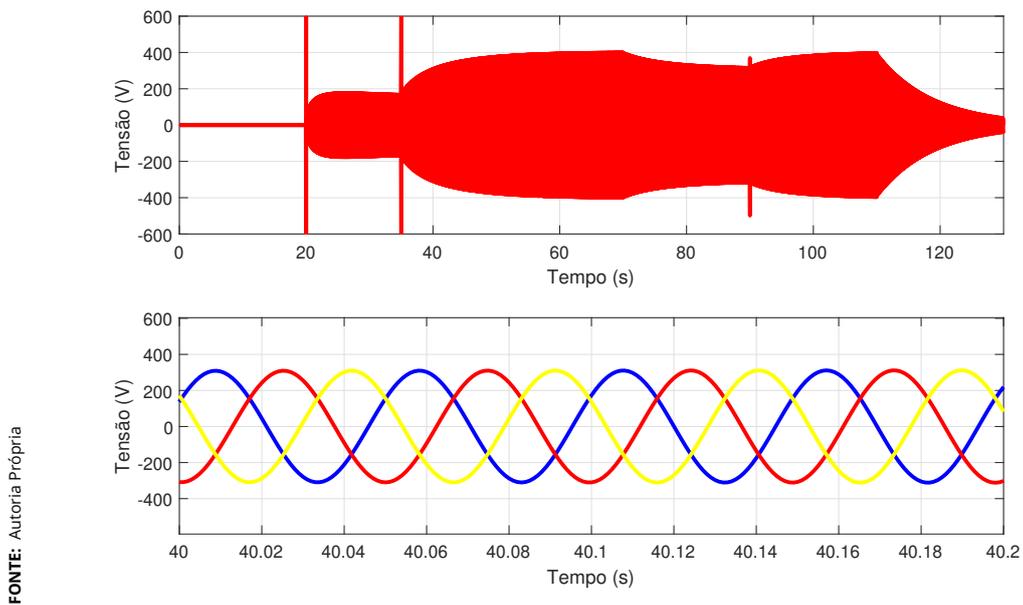
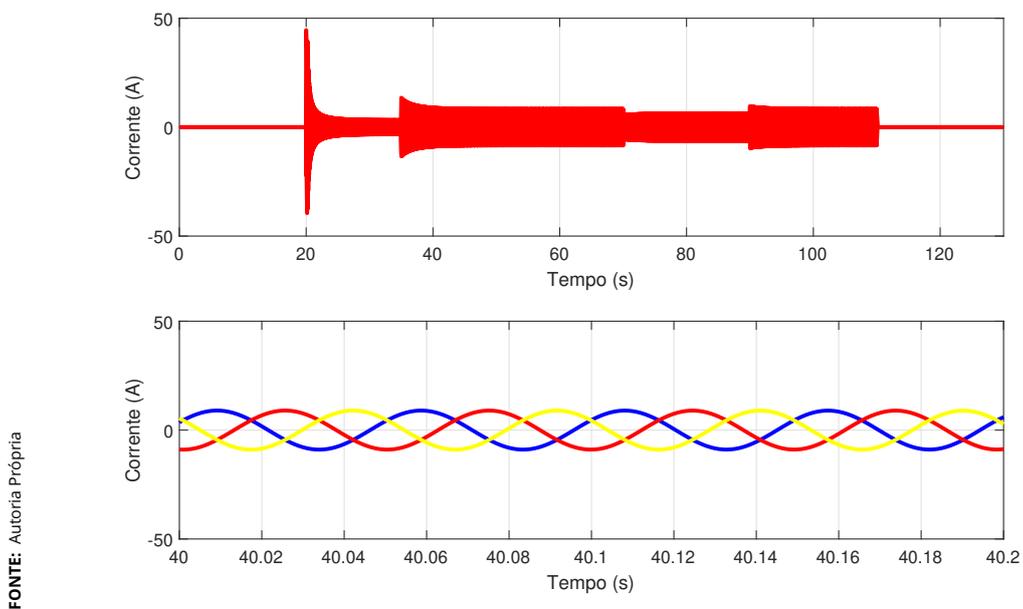


gráfico de cima de Figura podemos ver as dimensões da corrente variando de acordo com cada condição do vento e no gráfico inferior mostrando um trecho ampliado da corrente, entre 40 s e 40,2 s, deixando claro a forma de onda senoidal.



### 4.1.2.5 Velocidade Angular do Gerador Síncrono de Ímã Permanente

A Figura 4.10 mostra a velocidade angular do gerador ao longo do tempo. A curva segue as variações da velocidade do vento, ajustando-se de forma dinâmica pra manter o sistema estável.

É possível observar que a velocidade angular do gerador acompanha a velocidade da turbina (Figura 4.4). Como estamos usando uma máquina síncrona, a velocidade do eixo de acoplamento entre a turbina e o gerador é a mesma do gerador, justamente por ser uma máquina síncrona.

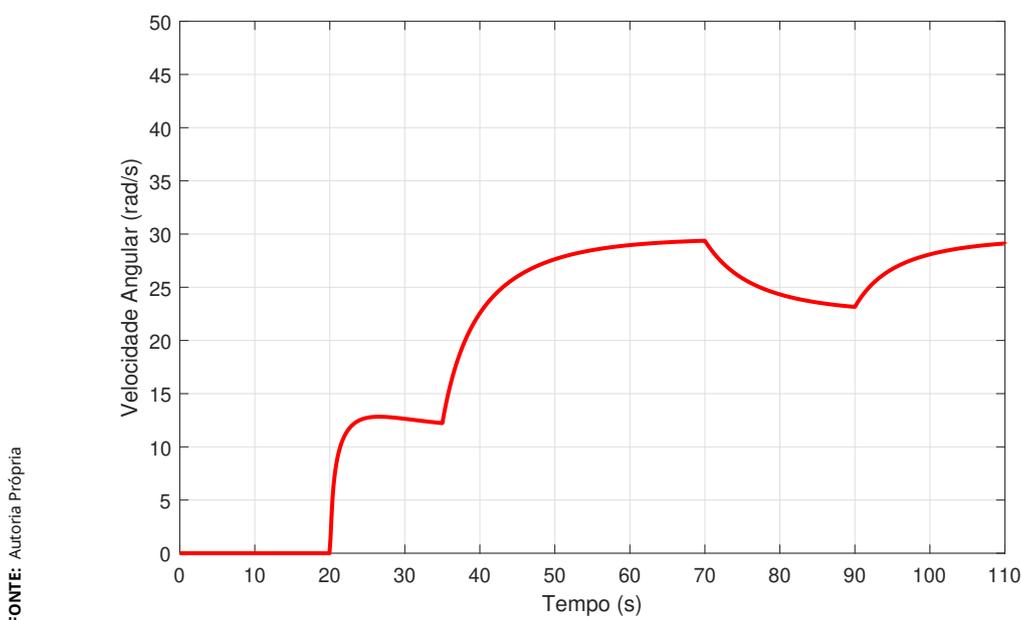


Figura 4.10 – Velocidade angular do gerador síncrono de ímã permanente.

## 4.2 Análise dos Resultados dos Conversores

### 4.2.0.1 Conversor do Lado do Gerador

A Figura 4.11 mostra a potência retificada ao longo do tempo. Dá pra ver que essa potência varia conforme as condições do sistema, refletindo as mudanças na velocidade do vento e na eficiência do retificador. Quando o vento está mais forte, a potência retificada fica mais alta, enquanto quando o vento é fraco, os valores são mais baixos. A curva tem uma resposta dinâmica, com flutuações que acompa-

nam as mudanças naturais do vento. Esses resultados mostram que o retificador está funcionando como deveria, convertendo a energia gerada pelo sistema eólico de maneira adequada para a próxima etapa.

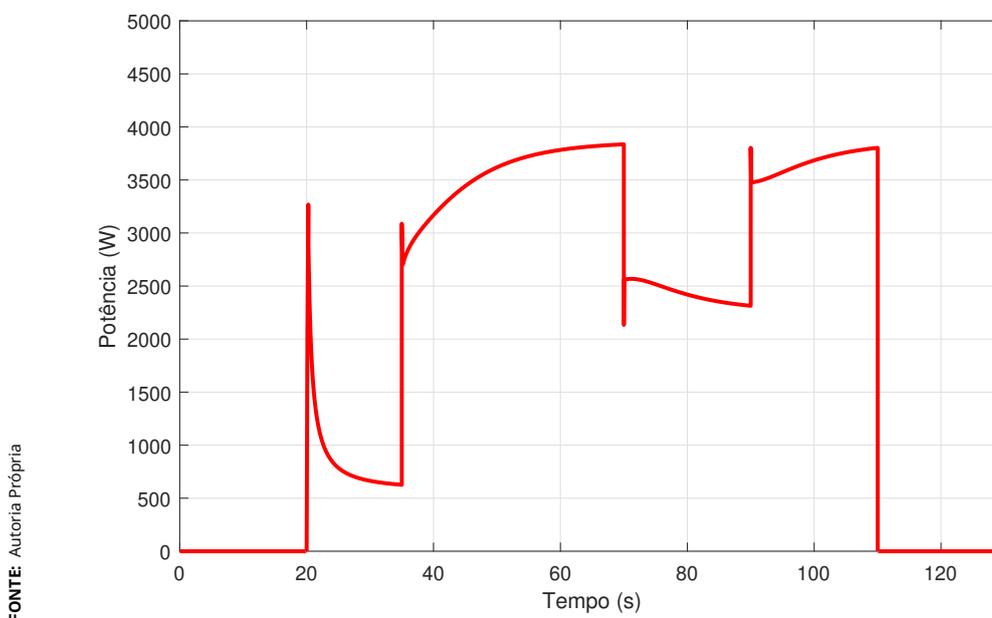


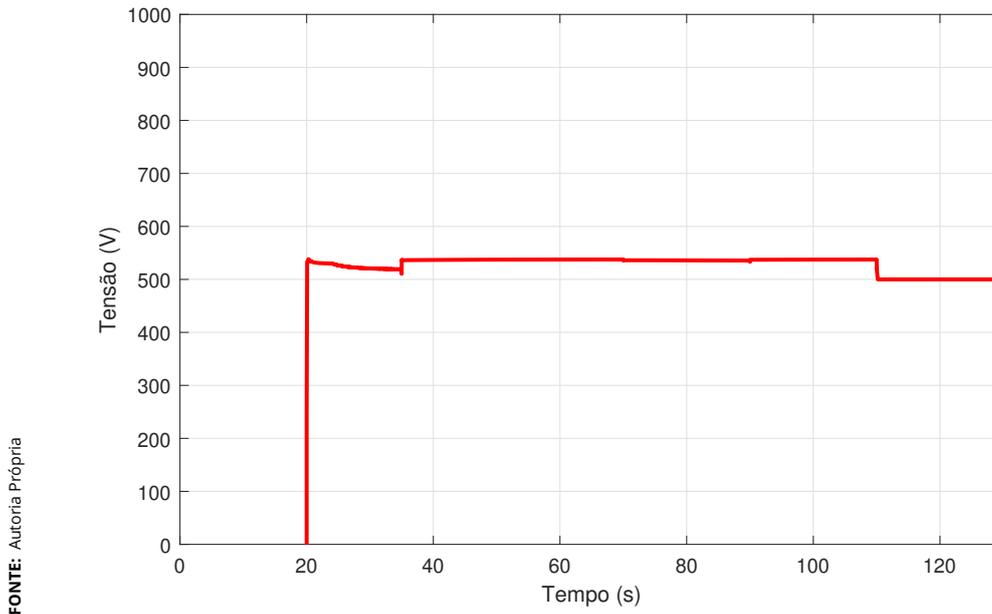
Figura 4.11 – Potência retificada ao longo do tempo.

### 4.2.0.2 Link DC

A Figura 4.12 mostra a tensão no link DC ao longo do tempo, utilizando o controle fuzzy. Dá pra ver que a tensão tem flutuações suaves, seguindo as mudanças na velocidade do vento e na potência que o sistema entrega. Essas oscilações são normais e mostram que o link DC está absorvendo e regulando a energia do gerador de forma eficiente. Esses resultados confirmam que o link DC está funcionando dentro dos parâmetros esperados, ajudando a manter a estabilidade do sistema.

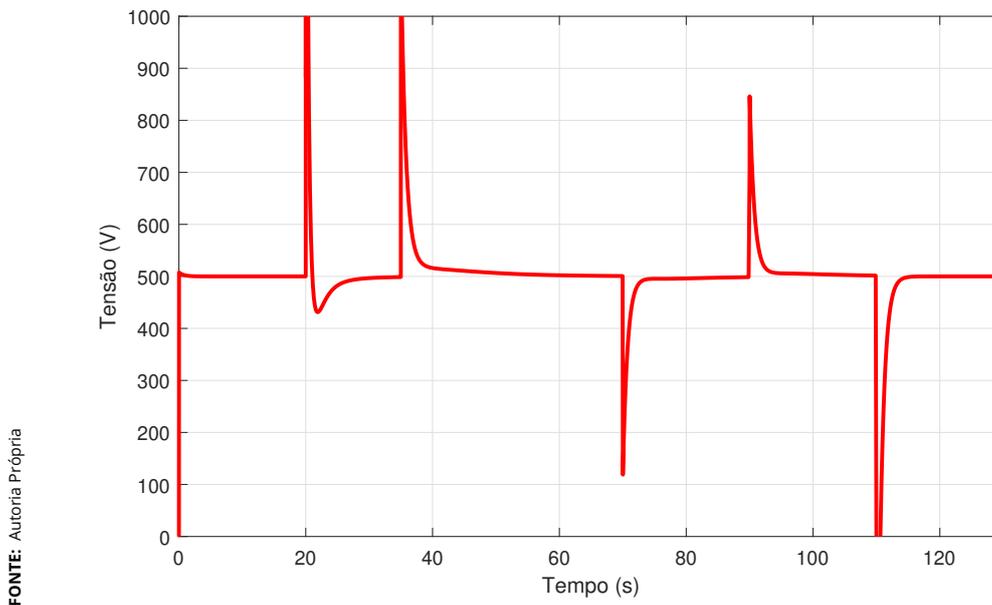
Vale lembrar que a potência retificada, que foi mostrada antes, é justamente usada para controlar o link DC. O link é mantido dentro da faixa de controle, sempre próximo de 525V, ficando estável e se ajustando pra garantir que o controle do link DC permaneça constante.

Por outro lado, a Figura 4.13 mostra a tensão do link DC utilizando o controle pi clássico, pode-se observar variações mais bruscas quando comparadas ao controle realizado pelo fuzzy, demonstrando dessa forma um controle de estabilidade melhor quando utilizado o controle fuzzy.



FONTE: Autoria Própria

Figura 4.12 – Comportamento da tensão no link DC Utilizando Controle Fuzzy.



FONTE: Autoria Própria

Figura 4.13 – Comportamento da tensão no link DC Utilizando Controles PI Clássicos.

### 4.2.0.3 Correntes $i_d$ e $i_q$ do Conversor do Lado da Rede

A Figura 4.14 mostra as correntes  $i_d$  e  $i_q$  do inversor ao longo do tempo. A corrente  $i_d$  assume valores negativos, conforme esperado pela estratégia de controle adotada, que regula essa corrente para otimizar a conversão de energia e manter a estabilidade do sistema. Por outro lado, a corrente  $i_q$  fica próxima de

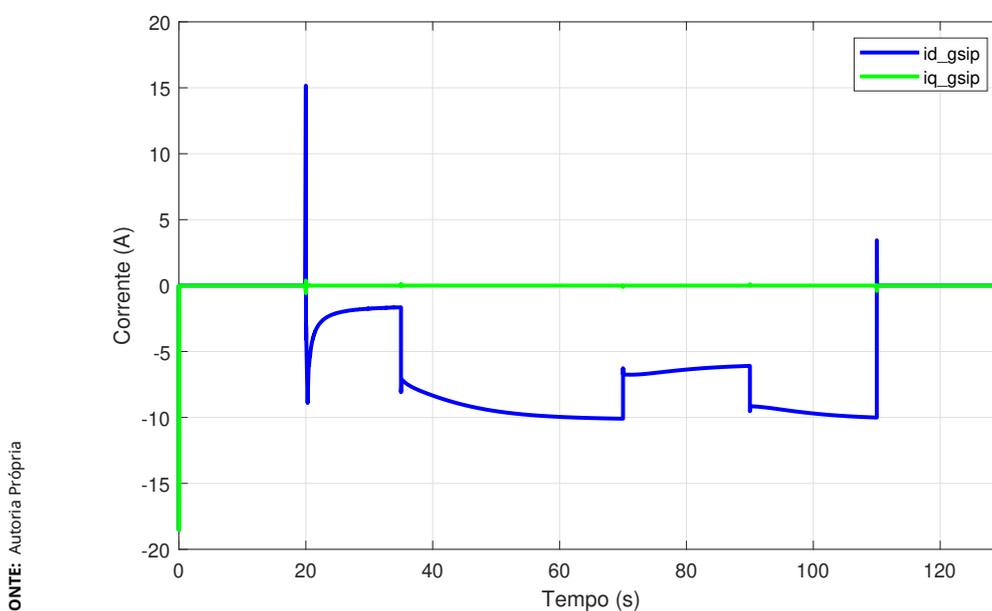
zero, indicando que sua contribuição para o torque é minimizada.

Diferente do comportamento da máquina, que mantém a corrente  $i_d$  em zero, o conversor precisa garantir que a corrente  $i_q$  seja mantida em zero. A corrente  $i_q$  segue o comportamento da carga solicitada pela rede, e o valor negativo mostra que a carga está em oposição à geração, o que é um comportamento esperado e desejado para um controle eficiente.

#### 4.2.0.4 Potência do Conversor do Lado da Rede

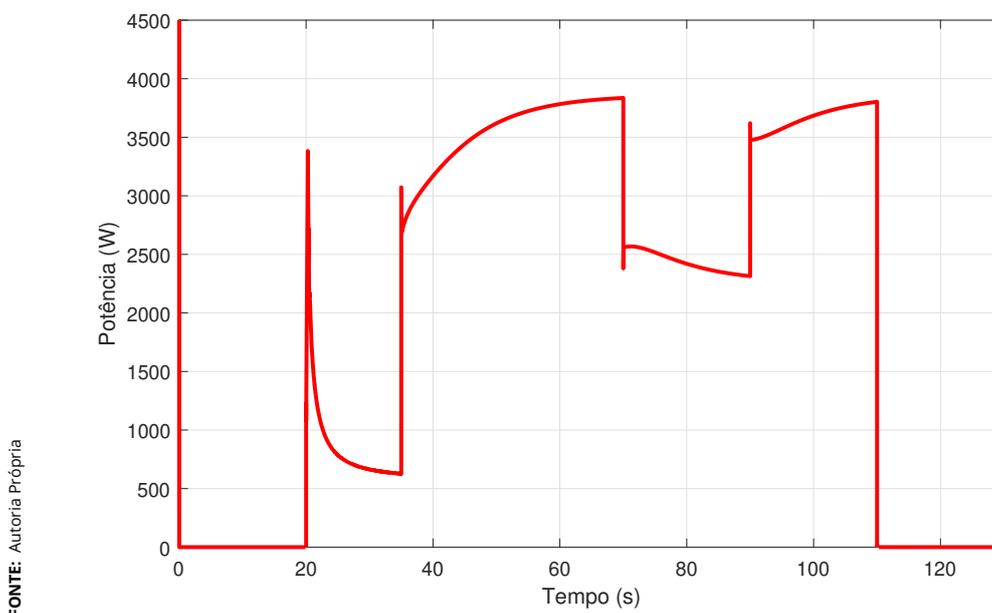
A Figura 4.15 mostra a potência do inversor ao longo do tempo. A curva revela que o inversor opera de maneira estável, ajustando-se rapidamente às variações nas condições do vento.

Em velocidades de vento nominais, a potência do lado da rede foi de 3,35 kW, enquanto do lado do gerador foi cerca de 5 kW. Considerando as perdas, a potência do inversor fica um pouco abaixo, mas ainda assim está em total concordância com a potência gerada.



FONTE: Autoria Própria

**Figura 4.14** – Comportamento das correntes  $i_d$  e  $i_q$  do inversor ao longo do tempo.



**Figura 4.15** – Comportamento da potência do inversor ao longo do tempo.

### 4.2.0.5 Tensão e Corrente do Conversor do Lado da Rede

A Figura 4.16 apresenta a corrente trifásica do inversor ao longo do tempo. O gráfico superior exibe o comportamento completo das três fases, que variam de maneira equilibrada e periódica ao longo do tempo. O gráfico inferior apresenta um trecho ampliado da corrente entre os 40s e 40.2s, evidenciando claramente a forma de onda senoidal.

De forma semelhante, a Figura 4.17 ilustra a tensão trifásica do inversor. O gráfico superior apresenta o comportamento completo das três fases, enquanto o gráfico inferior destaca um trecho ampliado, no qual a forma de onda senoidal se torna evidente.

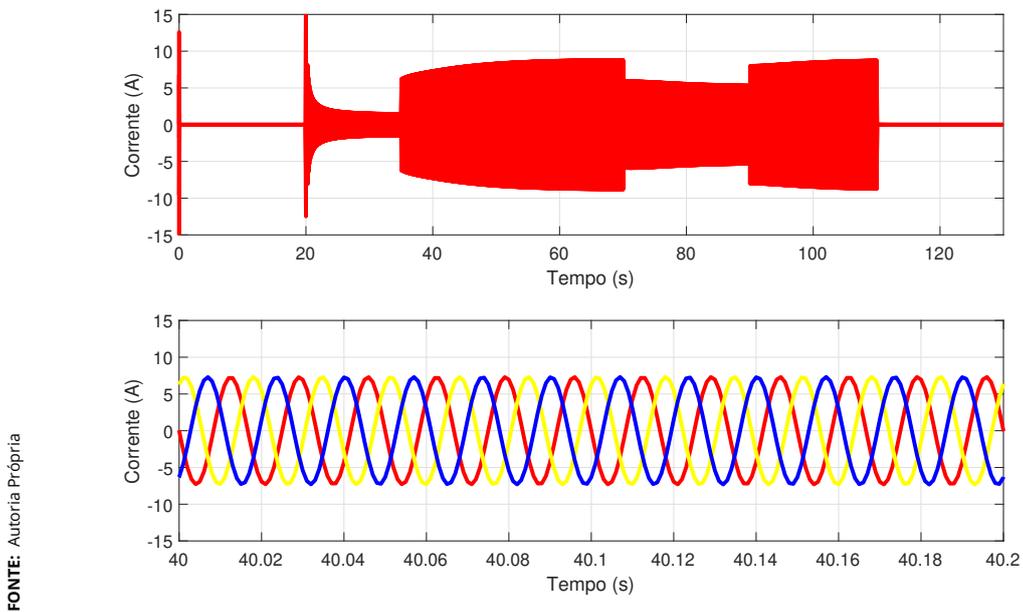


Figura 4.16 – Corrente trifásica do inversor ao longo do tempo.

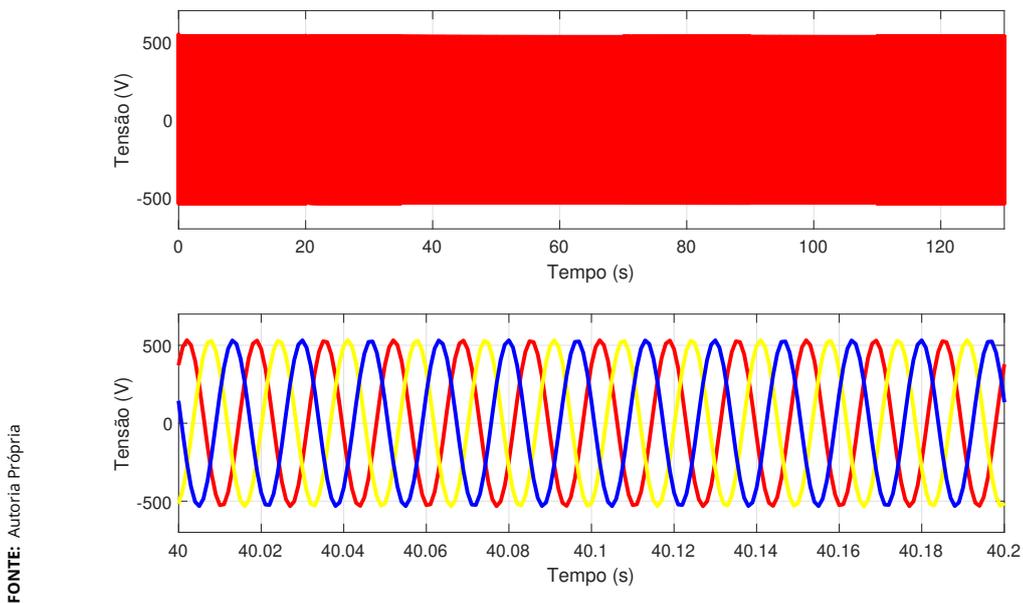


Figura 4.17 – Tensão trifásica do inversor ao longo do tempo.

### 4.3 Conclusão da Análise dos Resultados

A análise dos resultados da turbina eólica Darrieus tipo H e do gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) revelou que a turbina começa a funcionar com ventos de 3,5 m/s (*cut-in*) e atinge a rotação nominal a 8 m/s. Quando o vento ultrapassa os 25 m/s (*cut-out*), a turbina é desligada para evitar danos. A potência

mecânica gerada foi sempre um pouco menor que a potência eólica, atingindo 6,3 kW em condições nominais, o que está em concordância com o valor prático de  $C_p$  utilizado. A velocidade mecânica da turbina variou conforme a intensidade do vento e parou quando passou do *cut-out*.

No gerador síncrono de ímã permanente, a corrente  $i_d$  ficou praticamente zero, confirmando a eficiência do controle vetorial, enquanto  $i_q$  variou de acordo com a intensidade do vento, o que influenciou o torque elétrico, que seguiu o mesmo padrão. A potência ativa chegou a 5 kW em condições nominais, e a potência reativa permaneceu baixa, o que é um bom indicativo de controle eficiente. As tensões e correntes trifásicas apresentaram formas de onda senoidais, e a velocidade angular do gerador foi sincronizada com a da turbina, mantendo a sincronia entre eles.

Nos conversores, a potência retificada variou conforme a velocidade do vento, mas o *link* DC manteve a tensão estável, em torno de 525V. No conversor do lado da rede, as correntes  $i_d$  e  $i_q$  do inversor se comportaram conforme esperado, com  $i_q$  perto de zero. A potência do inversor foi de 3,35 kW em condições nominais, alinhando-se com a potência gerada. As tensões e correntes trifásicas do inversor também apresentaram formas de onda senoidais, o que confirmou que a operação estava estável e eficiente.

# Capítulo 5

## Considerações Finais

A busca por fontes de energia renováveis tem se intensificado no Brasil e no mundo, e as turbinas eólicas estão cada vez mais em destaque como uma alternativa viável para suprir a demanda de eletricidade. No Brasil, as turbinas de pequeno porte, como as do tipo Darrieus, são uma opção interessante para quem deseja gerar energia de forma mais autônoma, especialmente em locais mais afastados da rede elétrica. A turbina Darrieus tipo H, em particular, tem se mostrado eficiente em gerar energia mesmo quando os ventos não são tão fortes, o que é uma vantagem, pois muitas regiões do Brasil têm ventos mais moderados.

Neste trabalho, a ideia foi simular o funcionamento de um sistema eólico com uma turbina Darrieus tipo H, utilizando o Simulink. A metodologia usada incluiu simular o comportamento do vento com diferentes velocidades para tentar aproximar os resultados de uma situação mais real. Afinal, sabemos que o vento é muito imprevisível e, por isso, simular essa variação foi crucial para entender melhor como o sistema se comportaria em situações reais de operação.

O modelo foi feito considerando uma turbina com 3,75 metros de raio e 7,5 metros de altura das pás, além do peso das peças, que somam 320 kg nas pás e 1100 kg no rotor. Embora esse trabalho tenha sido todo baseado em simulação, esses dados ajudaram a entender os desafios que surgiriam se o projeto fosse feito na prática, como o manuseio e a montagem de peças tão pesadas, e como isso exigiria cuidados especiais no dimensionamento estrutural para garantir a estabilidade do sistema.

Nas simulações, foi possível analisar as perdas de potência entre o gerador e o inversor, e também as perdas durante a conversão de energia eólica em mecâ-

---

nica. Para isso, foi levado em conta o limite de Betz e o limite prático adotado de 0,43, que são os limites máximos de eficiência que uma turbina pode atingir. Isso foi essencial para avaliar o quão eficiente o sistema poderia ser na prática e para identificar as limitações do processo de conversão de energia.

O controle também foi uma parte super importante do trabalho. Foi usado o controle vetorial  $q$  e  $d$  para gerenciar a conversão de energia no gerador síncrono de ímã permanente (GSIP). Esse tipo de controle foi chave para otimizar a eficiência do sistema, pois ele permite separar as correntes em dois componentes: o componente de torque ( $q$ ) e o componente de magnetização ( $d$ ). Com isso, o sistema consegue operar de forma mais precisa, o que é fundamental para garantir a estabilidade do sistema, mesmo quando as condições de vento e carga mudam.

Além disso, também foi implementado o controle fuzzy para regular a tensão no link DC, o que trouxe mais estabilidade ao sistema. O controle fuzzy, com suas regras e funções de pertinência, foi bem eficiente nesse aspecto, pois ele se ajusta de forma mais flexível às mudanças, o que resultou em um sistema mais estável e eficiente, especialmente em situações de variação do vento.

As simulações, sem dúvida, foram o ponto central do trabalho. Elas permitiram testar o sistema sem precisar de uma implementação física, o que economizou tempo e recursos, e ainda ajudaram a ajustar parâmetros para garantir que o sistema funcionasse bem nas mais diferentes condições. Essa abordagem foi essencial para validar a viabilidade do sistema e cumprir com os objetivos do trabalho.

Claro, apesar dos resultados das simulações terem sido positivos e de o trabalho ter atingido seus objetivos principais, ainda há muito a se fazer. A implementação prática seria fundamental para confirmar os resultados obtidos e para explorar novas possibilidades.

Em resumo, o trabalho mostrou que é possível simular um sistema eólico de pequeno porte, baseado na turbina Darrieus tipo H, e validá-lo através de simulações no Simulink. A pesquisa mostrou que essa tecnologia tem muito potencial para diversificar a matriz energética brasileira.

## Capítulo 6

# Sugestões para Trabalhos Futuros

Diante dos resultados obtidos neste estudo, diversas possibilidades de continuidade e aprimoramento podem ser exploradas em pesquisas futuras. Abaixo, são apresentadas algumas sugestões que podem contribuir para o avanço do conhecimento na área de turbinas eólicas de eixo vertical e sistemas de geração distribuída.

Uma das principais direções para estudos futuros é a validação experimental do modelo proposto. A construção de um protótipo da turbina Darrieus tipo H e sua integração com um gerador síncrono de ímã permanente permitiria a comparação entre os resultados de simulação e dados reais de operação. Esse processo possibilitaria ajustes no modelo matemático e melhorias no desempenho do sistema.

Outra abordagem relevante é a investigação de diferentes estratégias de controle para otimização da extração de energia. Métodos baseados em inteligência artificial, como redes neurais artificiais e algoritmos de aprendizado de máquina, podem ser empregados para aprimorar a resposta do sistema a variações nas condições de vento e carga.

Dessa forma, este trabalho abre caminho para novas investigações e aprimoramentos, incentivando o desenvolvimento de soluções mais eficientes e acessíveis para a geração de energia a partir de fontes renováveis.

# REFERÊNCIAS

ABB, S. A. B. B. . Cuaderno de aplicaciones técnicas no. 12 plantas eólicas. 2012. ( Citado 5 vezes nas páginas 9, 11, 12, 13, and 14. )

AL-TOMA, A. S. H. *Hybrid control schemes for permanent magnet synchronous generator wind turbines*. Tese (Doutorado) — Brunel University London, 2017. ( Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 46, and 47. )

CACHINA, D.; SANTOS, M.; GONZÁLEZ, M. Geração distribuída eólica-fotovoltaica. ( Citado 2 vezes nas páginas 6 and 7. )

Confederação Nacional Da Indústria. *GERAÇÃO DISTRIBUÍDA OS DESAFIOS PARA A SUSTENTABILIDADE*. [S.l.: s.n.], 2021. ( Citado na página 7. )

CONTEUDISTA. *Saiba tudo Sobre as Pás dos Aerogeradores - ENERGÊS*. 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/tudo-que-voce-precisa-saber-sobre-as-pas-dos-aerogeradores/>>. ( Citado na página 12. )

GAJEWSKI, P.; PIEŃKOWSKI, K. Performance of sensorless control of permanent magnet synchronous generator in wind turbine system. *Power Electronics and Drives*, v. 1, n. 2, p. 165–174, 2016. ( Citado 2 vezes nas páginas 36 and 37. )

Inovação Tecnologia. *Inspiradas nas palmeiras, turbinas eólicas têm desenho invertido*. 2022. Disponível em: <<https://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=inspirado-palmeiras-invertem-desenho-turbinas-eolicas&id=010115220629>>. ( Citado na página 11. )

International Renewable Energy Agency. *Renewable energy and jobs: Annual review 2024*. Abu Dhabi and Geneva: International Renewable Energy Agency and International Labour Organization, 2024. ISBN 978-92-9260-627-5. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications>>. ( Citado na página 8. )

International Renewable Energy Agency. *WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 2024*. [s.n.], 2024. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications>>. ( Citado 3 vezes nas páginas 6, 7, and 8. )

KOMASS, T.; SNIDERS, A. et al. Design and verification of vertical axis wind turbine simulation model. *Engineering for rural development*, v. 13, p. 335–340, 2014. ( Citado 2 vezes nas páginas 25 and 50. )

KRONBERG, A. *Design and simulation of field oriented control and direct torque control for a permanent magnet synchronous motor with positive saliency*. 2012. ( Citado 2 vezes nas páginas 28 and 29. )

MARTINELLO, D. *Estudo e Desenvolvimento de um Aplicativo em Ambiente Simulink/Matlab para Simulação de uma Turbina Eólica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, Brasil, 2013. ( Citado 4 vezes nas páginas 25, 26, 27, and 32. )

Portal Solar. 2023. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/lei-14300>>. ( Citado na página 7. )

TIBOLA, G. *Sistema Eólico de Pequeno Porte para Geração de Energia Elétrica com Rastreamento De Máxima Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2009. ( Citado 16 vezes nas páginas 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 23, 29, 30, and 31. )

VAN, T. D.; HUU, D. N.; QUANG, S. L. Consideration of various configurations of sg6043-based rotor applied in small capacity horizontal axis wind turbine. *International Journal of Renewable Energy Development*, Center of Biomass & Renewable Energy (CBIORÉ), v. 13, n. 3, p. 396–404, 2024. ( Citado na página 9. )

VILAVERDE, J. D. S. Modelagem e controle de um sistema de conversão de energia eólica com gerador síncrono de ímã permanente. Universidade Federal do Pampa, 2019. ( Citado 20 vezes nas páginas 17, 19, 20, 21, 22, 25, 27, 31, 32, 33, 36, 38, 39, 41, 42, 43, 44, 45, 46, and 48. )

WARUDKAR, V. Wind energy technology and environment sustainability. In: \_\_\_\_\_. *Energy Sustainability Through Green Energy*. New Delhi: Springer India, 2015. p. 115–143. ISBN 978-81-322-2337-5. Disponível em: <[https://doi.org/10.1007/978-81-322-2337-5\\_5](https://doi.org/10.1007/978-81-322-2337-5_5)>. ( Citado na página 10. )

YANASSE, D.; AFFONSECA, F. Opportunities in the brazilian power distributed generation market. 2020. ( Citado 2 vezes nas páginas 7 and 8. )

ZHANG, M. *Maximum power point tracking control of the permanent magnet synchronous generator based wind turbine*. Tese (Doutorado) — Citeseer, 2012. ( Citado na página 23. )

# APÊNDICE A

## Dados Utilizados na Simulação

**Código A.1** – *Lista de Valores Utilizados para a Simulação*

```
1
2
3 %DADOS DA TURBINA EÓLICA DARRIEUS TIPO H %
4 A=56.25;
5 N = 3;
6 R=3.75;
7 h =7.5;
8 c = 0.53;
9 Ro=1.225;
10 eta=0.275;
11 K= 3.75;
12 m1 = 320;
13 m2 = 1100;
14 l = 2.5;
15 Ct = 0.02;
16 Cn = 0.45;
17 w = 2.95;
18 vn = 12;
19 G=15;
20 Lambda = 2.8125;
21 Jt = 2*((m1*m2/2)/(m1+m2/2))*l^2;
22 Tv = (Ro*R*h*eta*vn^3)/(2*w);
23 TL = (pi*Ro*(R^5)*eta*(w^2))/(2*(Lambda^3));
```

```

24 Tal = (Jt*w)/(Tv-TL);
25 Cp=0.43
26 CT = Tv/(0.5*Ro*(vn^2)*A*R);
27
28 % DADOS DO GERADOR SÍNCRONO DE IMÃ PERMANENTE %
29
30 L=0.01347;
31 Rs=0.67;
32 p=12;
33 Jg=10;
34 B=0.19248333;
35 Flux=2.39;
36 kisi=1;
37 wbig=6283.1852;
38 Kp =(2*kisi*wbig*L)/
39 (sqrt(2*(kisi^2)+1+sqrt((1+2*(kisi^2))^2+1)));
40
41 Ki =(L*(wbig^2))/
42 (2*(kisi^2)+1+sqrt((1+2*(kisi^2))^2+1));
43
44 % DADOS DO CONVERSOR DA REDE %
45
46 Lred = 1.6e-3;
47 Rred = 0.3;
48 f_red = 60;
49 Cap = 10e-3;
50 VDC_ref=500;
51 vd_red=380;
52 vq_red=380;
53 wbic = 6283.18531;
54 wbiv = 6.28318531; %
55 Kp_inv =(2*kisi*wbic*Lred)/(sqrt(2*(kisi^2)+
56 1+sqrt((1+2*(kisi^2))^2+1)));
57
58 Ki_inv =(Lred*(wbic^2))/(2*(kisi^2)+1+
59 sqrt((1+2*(kisi^2))^2+1));
60

```

---

```
61 Kp_cap =(2*kisi*wbiv*Lred)/(sqrt(2*(kisi^2)+1+
62 sqrt((1+2*(kisi^2))^2+1)));
63
64 Ki_cap =(Lred*(wbiv^2))/(2*(kisi^2)+1+
65 sqrt((1+2*(kisi^2))^2+1));
```